



**Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques
de energia renovável com recurso a sistemas de
armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da
Serra**

José Diogo Verol de Araújo

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Jorge Maia Alves (FCUL)
Engenheiro Aurélio Valente de Almeida Tavares (Enervento)

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer, aos meus orientadores, ao Professor Doutor Jorge Maia Alves e ao Engenheiro Aurélio Tavares.

Ao Professor Doutor Jorge Maia Alves pela disponibilidade, apoio, sabedoria, e orientação ao longo destes meses.

Ao Engenheiro Aurélio Tavares, pela oportunidade que me deu para desenvolver este trabalho e por todo o apoio que ofereceu durante o meu percurso académico.

Aos meus pais, por todo o apoio incansável, fica sempre o sentimento de que um obrigado não chega, muito obrigado!! E claro às minhas irmãs por serem tão boas amigas!

À Rita, por tudo o que representa para mim!!

Aos meus amigos que desde sempre estiveram ao meu lado, mesmo nos momentos em que lhes dediquei menos tempo, obrigado Matilha!

E, ainda, ao Adriano Monteiro, Adyler Frota, Bruno Veiga, Bruno Rita, Fábio Pinheiro, João Cordeiro e Sérgio Duarte, pela companhia e motivação durante estes anos que passámos juntos.

Resumo

A redução dos incentivos à produção renovável, e a correspondente entrada de centrais deste tipo em regime de mercado, acarreta mudanças e desafios na forma como os promotores destas centrais vêm os seus investimentos e ativos. Por um lado, desincentiva o investimento em novos parques de energia renovável e por outro lado os ativos existentes que vêm o fim das tarifas de incentivo podem decidir não continuar com a exploração das centrais.

Existe uma preocupação crescente para aumentar a integração de energias renováveis, o que se torna uma dificuldade devido à falta de flexibilidade dos sistemas eletroprodutores para lidar com estes fluxos de energia elétrica.

O presente trabalho visa estudar o armazenamento de energia renovável com o intuito de perceber o custo, através da metodologia do custo nivelado do armazenamento (LCOS), que esta tecnologia trará para os promotores das centrais renováveis. São apresentadas as aplicações que os sistemas de armazenamento de energia podem realizar para aumentar a penetração de energia renovável na rede elétrica.

Com este propósito, neste estudo em concreto, analisou-se o custo de efetuar o deslocamento de energia eólica, produzida por uma turbina de 1,5 MW, utilizando diferentes tecnologias de armazenamento. O estudo foi dividido em 2 cenários: i) no primeiro, estima-se o custo para armazenar energia produzida pela turbina eólica nas horas de vazio, da ilha da Madeira, sendo injetada na rede nas horas de ponta; ii) o segundo cenário, estuda-se o armazenamento de energia para efetuar a sua venda nas horas de maior preço do mercado *spot* de 2013.

Foi possível concluir que, para o primeiro cenário, as tecnologias de armazenamento mais viáveis são a hídrica com bombagem, o ar comprimido convencional e à superfície e as baterias de sódio enxofre e de brometo de zinco. Prevê-se que, para o ano de 2030, as tecnologias mais rentáveis serão o ar comprimido adiabático e diabático, e as baterias ácido chumbo e sódio enxofre.

Para o segundo cenário, observa-se que a capacidade de geração de potência por unidade de energia armazenada de cada tecnologia é um parâmetro importante para a maximização do lucro efetuado pela venda de energia nas horas negociadas com preço mais elevado. No entanto, de acordo com o perfil de produção da turbina eólica, o máximo retorno que é possível obter é de 37 mil euros, com um sistema de 35 MWh e um tempo de descarga de 1 hora a 2 horas. O custo de armazenamento de energia neste modelo é mais elevado que no cenário 1, porque a quantidade de energia deslocada é menor, estando dependente de fatores como o preço e a eficiência do sistema.

Palavras-Chave: Armazenamento de energia, Energia Renovável, Deslocamento de Energia, Custo Nivelado do Armazenamento de Energia.

Abstract

A transition into a new paradigm of renewable energy production is occurring. There is a clear decrease in renewable energy production incentives and thus it is expected that this type of power plants will start to operate on the *spot* electricity market. This transition discourages the investment in new renewable power plants and the removal of the incentive fee for the existing actives may even lead them to decide not to continue in operation.

Moreover, there is a concern to increase renewable energy integration in the electric grid, which is becoming more and more difficult because of the lack of flexibility of the electric energy systems due to the more complex power flow.

This work aims to study renewable energy storage, in terms of understanding the costs that these technologies will represent for the renewable power plants promoters, using the levelized cost of storage (LCOS) method. Also, the different applications that energy storage systems can carry out to increase renewable energy penetration in the electric grid will be discussed.

Considering this purpose, in this study, the cost for the shifting energy from a wind turbine of 1,5 MW was analyzed, using different storage technologies. The study was divided into two different scenarios: *i)* in the first scenario, the cost of storing energy produced in the off-peak hours of Madeira Island and the income from injecting it in the peak-hours was estimated; *ii)* in the second scenario, the highest profit that may result from this kind of energy time shift in the 2013 *spot* electricity market is estimated.

It was concluded that, for the first scenario, the most feasible technologies are pumped hydro, conventional compressed air energy storage (both underground and above ground), sodium sulphur battery and the zinc bromine battery. For 2030, it is predictable that the most cost-effective technologies will be adiabatic and diabatic (conventional) compressed air energy storage and also lead acid and sodium sulphur batteries.

For the second scenario, one can state that the energy storage capacity and the rated power for each technology is an important parameter for the maximization of the profits for selling energy during the highest value hours of the *spot* market. Nevertheless, according to the production profile of the wind turbine, the maximum financial return possible is 37 thousand euros, with a system of 35 MWh and a discharge time of 1 hour to 2 hours. The storage cost for this situation is higher than for the first one, since the amount of shifted energy is less, being dependent on parameters as spot price and system efficiency.

Keywords: Energy Storage, Renewable Energy, Energy Time Shift, Levelized Cost of Storage.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	iii
Abstract	v
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas.....	xiii
Simbologia e Notações.....	xvii
1. Introdução	1
1.1. Contexto e motivação do presente estudo	1
1.1.1. Sistemas elétricos de larga escala.....	1
1.1.2. Sistemas elétricos isolados	4
1.1.3. Evolução das tarifas de produção renovável em PT.....	5
1.1.4. Aumento de integração renovável	6
1.2. Objetivos da dissertação.....	7
2. Estado da Arte.....	9
2.1. Serviços dos SAE para integrar renováveis.....	9
2.2. Mercado de eletricidade – MIBEL.....	10
2.3. Licitação de energia eólica no mercado diário – OMIE.....	12
2.4. Deslocamento de energia elétrica renovável	13
2.4.1. Sistemas de armazenamento de energia – SAE.....	17
2.4.2. Características técnicas dos SAE.....	28
2.4.3. LCOS – Custo nivelado do armazenamento.....	38
3. Metodologia	41
3.1. Análise dos dados obtidos	41
3.2. Cálculo do LCOS	41
3.3. Cenário 1	45
3.4. Cenário 2	46
3.4.1. Algoritmo de otimização Monte Carlo.....	47
4. Apresentação e discussão de resultados	51
4.1. Cenário 1	51
4.1.1. Análise atual	51
4.1.2. Análise para 2030.....	61
4.1.3. Risco de investimento	61
4.2. Cenário 2	63
4.2.1. Validação do algoritmo	65

4.2.2.	Análise de sensibilidade	67
4.2.3.	Estudo das diferentes tecnologias em mercado	71
4.2.4.	Efeito das penalizações em regime de mercado	74
5.	Conclusão e considerações futuras.....	77
5.1.	Conclusões cenário 1	77
5.2.	Conclusões cenário 2.....	78
5.3.	Considerações futuras.....	78
6.	Referências bibliográficas	81
7.	Anexos.....	85
7.1.	Características tecno-económicas dos SAE.....	87
7.2.	Resultados cenário I	93
7.3.	Gráficos cenário I	105
7.4.	Resultados cenário II	117

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Produção de uma turbina eólica de 1,5 MW de dia 1 de janeiro às 00:00 ao dia 7 de janeiro às 23:00 do ano 2013.....	3
Figura 1.2 - Percentagem de consumo suprido por produção em regime especial renovável e por produção eólica. Fonte: [3].....	4
Figura 1.3 – Evolução da percentagem do consumo suprido pelas diferentes fontes de produção na ilha da Madeira.....	5
Figura 2.1 - Curva de oferta e procura para formação do preço em regime de mercado. Fonte: [12]. .	11
Figura 2.2 - Preço de venda da energia no mercado MIBEL para 2013. Fonte: [18] [19].....	13
Figura 2.3 - Deslocamento de energia elétrica. Fonte: [20].	14
Figura 2.4 - Potência instalada de cada SAE que realizam o deslocamento de energia renovável como principal função. Fonte: [31].	16
Figura 2.5 - Principais componentes de um SAE e respetivas perdas de energia. Fonte: [35]	17
Figura 2.6 - Conceito de armazenamento de energia. Fonte: [34]	18
Figura 2.7 - Comparação entre densidade de energia e potência volumétrica. Fonte: [21]	30
Figura 2.8 - Comparação entre densidade de energia e potência específica. Fonte: [21].....	31
Figura 2.9 - Relação entre a energia armazenada, potência de saída e rácio E2P do sistema para as diferentes tecnologias. Fonte: [39]	32
Figura 2.10 - Intervalos de eficiência para cada tecnologia apresentada. Fonte: [24].....	33
Figura 2.11 – Variação prevista da eficiência de ciclo completo atual para 2030. Fonte: [41] e [42] ..	34
Figura 2.12 - Percentagem de auto-descarga diária das tecnologias mais influenciadas. Fonte: [24]...	35
Figura 2.13 - Maturidade técnica dos diferentes SAE. Fonte: [24].....	36
Figura 2.14 - Colocação das tecnologias de armazenamento de energia consoante o valor relativo do custo de armazenamento de energia e do custo de conversão de energia	37
Figura 2.15 - Colocação das tecnologias de armazenamento de energia consoante o valor relativo do custo de armazenamento de energia e do custo de conversão de energia (previsão para 2030).	38
Figura 2.16 - Redução nos custos dos SAE para 2030.....	38
Figura 2.17 - Cálculo dos custos para os SAE [46].....	39
Figura 3.1 - Convergência do algoritmo consoante o número de iterações efetuadas, para um número de Bias de 1000	48
Figura 4.1 - Diagrama de extremos e quartis da produção diária de energia do aerogerador durante as horas de vazio.....	52
Figura 4.2 - Curva anual da capacidade de armazenamento e potência necessárias	53
Figura 4.3 - Energia anual armazenada anualmente por cada capacidade de armazenamento dos SAE	53
Figura 4.4 - Número de horas anuais de operação à potência nominal por cada capacidade de armazenamento dos SAE.....	54
Figura 4.5 - Custo unitário total de investimento para cada tecnologia.	54
Figura 4.6 - Tempo de substituição necessário para cada tecnologia de acordo com o regime de operação deste cenário (atual e previsto para 2030).....	55
Figura 4.7 - Energia anual injetada (azul) e perdida (vermelho) pelos diferentes SAE.	56
Figura 4.8 - LCOS estimado para as tecnologias mecânicas, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	57
Figura 4.9 - LCOS estimado para as baterias secundárias, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	58

Figura 4.10 - LCOS estimado para as baterias de fluxo, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	59
Figura 4.11 - LCOS estimado para os SAE eletromagnéticos, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	60
Figura 4.12 - LCOS estimado para os SAE térmicos e químicos, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	60
Figura 4.13 - LCOS estimado para os SAE no ano 2030, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.....	61
Figura 4.14 - LCOS para uma taxa de atualização de 15%, 20 anos de tempo de projeto e 2614 kWh.	62
Figura 4.15 - Peso do custo de investimento, operação e manutenção e custo de substituição.....	62
Figura 4.16 - LCOS previsto para 2030 com uma taxa de atualização de 15%, 20 anos de tempo de projeto e 2614 kWh barras azuis. Redução percentual do LCOS estimado para 2030 em relação ao LCOS atual estimado (linha a vermelho).	63
Figura 4.17 - Peso do custo de investimento, operação e manutenção e custo de substituição, previstos para o ano 2030	63
Figura 4.18 - série de preço de mercado diário e de produção da turbina eólica para o ano 2013.....	64
Figura 4.19 - série de produção de preço e de produção da turbina da 00h00 do dia 1 de janeiro às 12h00 do dia 2 de janeiro do ano 2013	64
Figura 4.20 - Perfil de produção e de preço de mercado utilizado para a validação do algoritmo.....	65
Figura 4.21 - Solução exata da validação para o SAE com 100% de eficiência carga/descarga	66
Figura 4.22 - Solução exata da validação para o SAE com 50% de eficiência de carga/descarga.....	66
Figura 4.23 - Variação do retorno anual e tempo de computação com o número de Bias e iterações para um SAE com eficiência de 100%, com 1000 kWh e potência de carga/descarga de 1000 kW	67
Figura 4.24 - Variação do retorno anual com a variação do E2P e capacidade de armazenamento	69
Figura 4.25 – Variação do retorno anual e energia anual injetada com a variação da capacidade instalada, para um rácio E2P de 1 hora.	69
Figura 4.26 - Variação da energia anual injetada pelo SAE com a variação do E2P e capacidade de armazenamento.....	70
Figura 4.27 - Redução percentual no retorno anual com a variação da eficiência de ciclo completo...	71
Figura 4.28 - Redução percentual na energia anual injetada com a variação da eficiência de ciclo completo	71
Figura 4.29 - LCOS (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e retorno anual estimado para o melhor rácio E2P	72
Figura 4.30 - Energia anual injetada (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e fator de capacidade para o melhor rácio E2P	72
Figura 4.31 - LCOS (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e retorno anual estimado para o melhor rácio E2P para as tecnologias em 2030.....	73
Figura 4.32 - Energia anual injetada (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e fator de capacidade para o melhor rácio E2P para as tecnologias em 2030	73
Figura 4.33 - Desvio na produção da turbina eólica com um erro de previsão de -10% a 10%	75
Figura 7.1 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia PHS com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	105
Figura 7.2 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES subterrânea com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	105

Figura 7.3 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES diabática para o ano 2030 com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	106
Figura 7.4: Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES à superfície com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	106
Figura 7.5 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ZEBRA com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	107
Figura 7.6 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ácido chumbo com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	107
Figura 7.7 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ácido chumbo para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	108
Figura 7.8 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de íon de lítio com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	108
Figura 7.9 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria íon de lítio para o ano 2030 com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	109
Figura 7.10 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria sódio enxofre com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	109
Figura 7.11 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria sódio enxofre para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto 2030.....	110
Figura 7.12 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a de bateria níquel cádmio com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	110
Figura 7.13 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de vanádio redox com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	111
Figura 7.14 - Custo nivelado do armazenamento de energia para as baterias de fluxo para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	111
Figura 7.15 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a de bateria brometo de zinco com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	112
Figura 7.16 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de polissulfeto de brometo com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	112
Figura 7.17 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia térmica de baixa temperatura com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	113
Figura 7.18 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia térmica de elevada temperatura com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	113

Figura 7.19 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia volante de inércia com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	114
Figura 7.20 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia supercondutor magnético com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	114
Figura 7.21 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia condensador com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	115
Figura 7.22 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia supercondensador com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto.....	115
Figura 7.23 - Custo nivelado do armazenamento de energia do hidrogénio, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto	116

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Serviços que os SAE podem efetuar para auementar a integração de energia renovável numa rede elétrica [10].....	9
Tabela 2.2 - Características necessárias e tencologias apropriadas para efetuar o deslocamento de energia renovável	14
Tabela 2.3 - Vantagens e desvantagens das centrais hidroelétricas com bombagem.	19
Tabela 2.4 - Vantagens e desvantagens do ar comprimido. Fonte: [38].....	20
Tabela 2.5 - Vantagens e desvantagens do volante de inércia. Fonte: [38].....	20
Tabela 2.6 - Vantagens e desvantagens das baterias ácido chumbo. Fonte: [38]	22
Tabela 2.7 - Vantagens e desvantagens das baterias de níquel cádmio. Fonte: [38]	22
Tabela 2.8 - Vantagens e desvantagens das baterias ião de lítio. Fonte: [38]	23
Tabela 2.9 - Vantagens e desvantagens das baterias sódio enxofre. Fonte: [38].....	23
Tabela 2.10 - Vantagens e desvantagens das baterias de cloreto de sódio níquel. Fonte: [38]	24
Tabela 2.11 - Vantagens e desvantagens do vanádio redox. Fonte: [34]	25
Tabela 2.12 - Vantagens e desvantagens das baterias brometo de zinco. Fonte: [40].....	25
Tabela 2.13 - Vantagens e desvantagens das baterias PSB. Fonte: [40]	26
Tabela 2.14 - Vantagens e desvantagens dos supercondutores magnéticos. Fonte: [38]	26
Tabela 2.15 - Vantagens e desvantagens dos supercondensadores. Fonte: [38]	27
Tabela 2.16 - Vantagens e desvantagens do hidrogénio e células de combustível. Fonte: [38].....	28
Tabela 2.17 - Vantagens e desvantagens do armazenamento térmico. Fonte: [24].....	28
Tabela 3.1 - Características e produção da turbina eólica para o ano 2013	41
Tabela 3.2 - Abreviaturas utilizadas nas expressões de cálculo do LCOS	42
Tabela 3.3 - Regime horário de tarifa da ilha da Madeira.	46
Tabela 3.4 - Inputs e outputs do algoritmo de Monte Carlo. Fonte: [48].....	48
Tabela 4.1 - Energia anual retirada à turbina para cada capacidade de armazenamento estudadas.	55
Tabela 4.2 - Receita anual da turbina para uma previsão não perfeita da produção e do preço spot	75
Tabela 7.1 - Características tecno-económicas para SAE mecânicos	87
Tabela 7.2 - Características tecno-económicas para as baterias secundárias	88
Tabela 7.3 - Características tecno-económicas para baterias de fluxo e SAE eletromagnéticos.....	89
Tabela 7.4 - Características tecno-económicas para SAE térmicos e químicos	90
Tabela 7.5 - Características tecno-económicas para SAE em 2030	91
Tabela 7.6 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh	93
Tabela 7.7 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh	94
Tabela 7.8 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh	95
Tabela 7.9 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh	96
Tabela 7.10 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh	97
Tabela 7.11 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh	98
Tabela 7.12 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh	99
Tabela 7.13 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh	100

Tabela 7.14 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh	101
Tabela 7.15 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030	102
Tabela 7.16 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030	102
Tabela 7.17 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030	102
Tabela 7.18 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030	103
Tabela 7.19 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030	103
Tabela 7.20 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030	103
Tabela 7.21 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030	104
Tabela 7.22 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030	104
Tabela 7.23 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030	104
Tabela 7.24 - Resultados cenário 2 para a tecnologia PHS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 88,00%	117
Tabela 7.25 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES subterrânea, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 80,62%	117
Tabela 7.26 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES à superfície, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %	118
Tabela 7.27 - Resultados cenário 2 para a bateria ZEBRA, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 93,27 %	118
Tabela 7.28 - Resultados cenário 2 para a bateria de ácido chumbo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44%	119
Tabela 7.29 - Resultados cenário 2 para a tecnologia ião de lítio, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 94,87 %	119
Tabela 7.30 - Resultados cenário 2 para a tecnologia NaS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 90,83%	120
Tabela 7.31 - Resultados cenário 2 para a tecnologia NiCd, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 81,55 %	120
Tabela 7.32 - Resultados cenário 2 para a tecnologia VRB, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 79,37 %	121
Tabela 7.33 - Resultados cenário 2 para a tecnologia ZnBr, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 81,24 %	121
Tabela 7.34 - Resultados cenário 2 para a tecnologia PSB, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 67,50%	122
Tabela 7.35 - Resultados cenário 2 para a tecnologia AL-TES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 70,71 %	122
Tabela 7.36 - Resultados cenário 2 para a tecnologia HT-TES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 65,19 %	123
Tabela 7.37 - Resultados cenário 2 para a tecnologia volante de inércia, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 95,92 %	123

Tabela 7.38 - Resultados cenário 2 para a tecnologia SMES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 97,72 %	124
Tabela 7.39 - Resultados cenário 2 para a tecnologia condensador, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %	124
Tabela 7.40 - Resultados cenário 2 para a tecnologia células de combustível, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 59,16 %	125
Tabela 7.41 - Resultados cenário 2 para a tecnologia supercondensador, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 96,70 %	125
Tabela 7.42 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES diabática, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 85,15%, para 2030	126
Tabela 7.43 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES adiabática, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %, para 2030	126
Tabela 7.44 - Resultados cenário 2 para a bateria ácido chumbo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 85,15 %, para 2030	127
Tabela 7.45 - Resultados cenário 2 para a bateria ião de lítio, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 94,87 %, para 2030	127
Tabela 7.46 - Resultados cenário 2 para a bateria NaS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 92,20 %, para 2030	128
Tabela 7.47 - Resultados cenário 2 para as baterias de fluxo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 92,20 %, para 2030	128

Simbologia e Notações

BOP	<i>Balance of Plant</i>
CA	Corrente Alternada
CAES	Ar Comprimido
CD	Corrente Direta
EES	<i>Electrical Energy Storage</i>
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
FeCr	Bateria Ferro-Cromo
FER	Fontes de energia renovável
FES	Volante de Inércia
FV	Fotovoltaica
LCOS	Custo Nivelado do Armazenamento de Energia
Li-ion	Bateria Ião de lítio
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NaS	Bateria Sódio Enxofre
NiCd	Bateria Níquel Cádmio
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Polo Espanhol (mercado <i>spot</i>)
OMIP	Operador de Mercado Ibérico Polo Português (mercado a prazo)
PC	Portugal Continental
PHS	Hidroelétrica com Bombagem
PNAER	Plano Nacional Para as Energias Renováveis
PRE	Produção em Regime Especial
PSB	Bateria Polissulfeto de Brometo
RAM	Região Autónoma da Madeira
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCs	Supercondensador
SE	Sistema Eletroprodutor
SEE	Sistemas sustentáveis de energia
SMES	Supercondutor Magnético
SSE	Sistemas Sustentáveis de Energia

TES-AL	Armazenamento Térmico a Baixa Temperatura
TES-HT	Armazenamento Térmico Elevada Temperatura
TIR	Taxa Interna de Retorno
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
VAL	Valor Atualizado Líquido
VRB	Bateria Vanádio Redox
ZEBRA	Bateria <i>Zero Emission Battery Research Activity</i>
ZnBr	Bateria Brometo de Zinco

1. Introdução

Esta dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, em parceria com a empresa Enervento SGPS, S.A..

O objetivo da dissertação é elaborar um estudo sobre a viabilidade da utilização de sistemas de armazenamento em parques de energia renovável, utilizando como caso de estudo a produção de uma turbina eólica do parque eólico do Paúl da Serra, localizado na ilha da Madeira, na região do Funchal. Pretende-se perceber os benefícios intrínsecos ao armazenamento da energia produzida pelas centrais de energia renovável, principalmente eólica (caso em estudo) e solar.

No desenvolvimento do trabalho foram utilizados dados de produção de uma turbina eólica do parque do Paúl da Serra, disponibilizados pela empresa Enervento SGPS, S.A..

1.1. Contexto e motivação do presente estudo

1.1.1. Sistemas elétricos de larga escala

As FER, fontes de energia renovável, ou sistemas sustentáveis de energia (SSE), utilizam recursos que se renovam naturalmente (à escala humana), sendo que a sua exploração provoca um reduzido impacto ambiental. As centrais de produção através de fontes de energia renovável são um fator chave para criar um portfólio de produção de energia a partir de recursos endógenos, e portanto, com menor dependência dos combustíveis fósseis.

Contudo as FER, especialmente a energia eólica e energia fotovoltaica (FV), têm um limite de integração nos sistemas eletroprodutores atuais, o qual não pode ser excedido, o que provoca um impedimento no aumento da capacidade instalada de geração de energia eléctrica a partir de fonte renovável.

Isto ocorre porque, tradicionalmente, os sistemas eletroprodutores foram desenhados com o princípio da controlabilidade total na produção, ou seja, capacidade de oferecer garantia de potência, adaptação à procura de energia e cooperação entre o portfólio de centrais existentes. O SE tem sido operado segundo uma premissa fundamental – a produção de energia eléctrica tem de se adaptar ao consumo igualando-o em cada instante. Garantia-se assim o equilíbrio entre produção e consumo, de modo a garantir segurança no abastecimento e reserva de energia e de potência. A entrada progressiva no sistema eletroprodutor de centrais que operam a partir de fontes de energia renovável forçará uma progressiva mudança de paradigma, obrigando a uma progressiva gestão de consumo – *demand side management* [1] – de modo a adaptar-se a uma produção variável.

No modelo tradicional do sistema eletroprodutor as centrais de produção são controláveis, oferecendo garantia de potência, ou seja, conseguem fazer a regulação e ajustes de produção à medida que o consumo varia. Para tal acontecer de forma harmoniosa, o setor eléctrico dispõe de diferentes tipos de centrais de produção. Existem centrais de vazio, que mantêm uma produção aproximadamente constante e são utilizadas para responder à grande e constante procura de energia eléctrica (normalmente são

centrais nucleares e centrais termoelétricas a carvão). Os operadores do SE tentam que estas centrais funcionem de forma continua devido ao seu elevado custo de investimento inicial e baixo custo de operação (sempre dependente do tipo de combustível utilizado). Este tipo de centrais têm constrangimentos técnicos que as impedem de variar rapidamente a sua produção quando é necessário responder ao consumo, sendo por isso denominadas centrais de resposta lenta. Assim, para colmatar este aspeto, utilizam-se centrais de cheia ou intermédias, que estão programadas para responder às variações normais do consumo que ocorrem no ciclo diário, como é o caso das centrais hidroelétricas com armazenamento ou térmicas de reposta rápida a gás natural. Por fim, são utilizadas centrais de resposta a consumo de ponta que entram em operação quando a necessidade de energia elétrica é extrema, sendo apenas utilizadas menos de 100 horas por ano. Estas centrais têm um custo de investimento muito reduzido, um custo de operação elevado e uma elevada ineficiência, sendo apenas utilizadas em último recurso [1].

Além da necessidade de responder à variação do consumo diário, semanal e sazonal previsto, os operadores do SE precisam de manter uma capacidade de produção adicional – reserva de potência – de modo a fazer face a qualquer aumento súbito do consumo, falha de grupos produtores, ou mais recentemente, desvios entre o estimado para a produção a partir de fontes renováveis não controláveis e a real potência entregue à rede por estas centrais. É, ainda, necessária capacidade para responder a pequenas e aleatórias flutuações na carga - regulação de tensão - e responder aos desvios previstos do consumo - erros de previsão de carga - ou falhas inesperadas de um grupo gerador ou numa linha de transmissão [1].

As reservas de potência dividem-se em reserva dinâmica e reserva estática. A primeira é a capacidade extra de produção que se encontra disponível no portfólio de centrais que estão ligadas à rede. A segunda corresponde a capacidade de produção extra que geralmente não se encontra ligada à rede, mas pode ser colocada em funcionamento em poucos segundos [1].

Conhecendo agora de forma sucinta o funcionamento dos sistemas eletroprodutores tradicionais, é possível compreender os problemas que uma elevada taxa de produção renovável provoca no funcionamento do SE tradicional.

Os SSE, especialmente a energia eólica e FV têm uma produção não controlável no tempo porque não têm capacidade de armazenamento, ou seja, dependem de um recurso que não é controlável, apenas pode ser previsto.

A maioria das variações na produção FV, durante o curso do dia e anualmente, é relativamente previsível devido ao conhecimento do movimento do sol e da terra. Contudo, a passagem de nuvens pode alterar a produção fotovoltaica num pequeno espaço de tempo, tornando a sua previsão mais complexa. O sombreamento dos painéis fotovoltaicos pode provocar igualmente variações bruscas na produção deste tipo de centrais.

A energia eólica, quando comparada com a fotovoltaica, é ainda menos previsível, embora existam igualmente padrões diários e sazonais. Tipicamente, o vento é mais forte no inverno (padrão sazonal) e nos períodos noturnos (padrão diário). Isto provoca situações de *superavit* de energia se, durante as horas de vento mais forte e constante, existir pouco consumo de energia elétrica. Na Figura 1.1 observa-se a variação da produção de energia da turbina em estudo para a primeira semana de 2013.

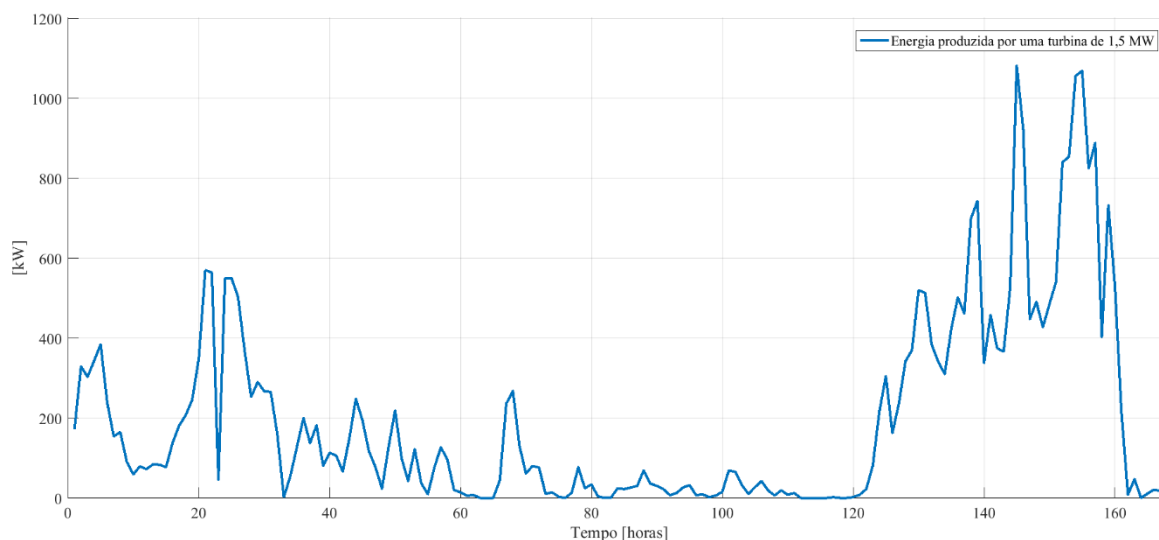


Figura 1.1 - Produção de uma turbina eólica de 1,5 MW de dia 1 de janeiro às 00:00 ao dia 7 de janeiro às 23:00 do ano 2013.

Em geral, a grande diferença entre a variação da produção de origem eólica e fotovoltaica são as mudanças no perfil de produção mais suaves, no caso da energia eólica, enquanto que o sombreamento dos módulos fotovoltaicos pode provocar mudanças mais bruscas de produção (rampas de injeção de energia).

O facto de as FER não serem controláveis faz com que os operadores do SE necessitem de manter sempre as centrais de vazio e intermédias ligadas, prontas para suprir um desvio negativo de produção renovável, de modo a manter a estabilidade e segurança de operação do SE. Aliada a esta falta de controlabilidade advém uma rampa de injeção de energia na rede que por vezes não é prevista, o que provoca desvios de frequência acentuados e degrada a qualidade da energia que circula na rede.

O desafio de manter o equilíbrio entre produção e consumo de energia elétrica tem sido essencialmente levado a cabo pelos operadores da rede elétrica, que mantêm o bom funcionamento do sistema com elevadas taxas de produção renovável. Um dos mecanismos mais utilizado, atualmente, é a previsão da produção fotovoltaica e eólica que é utilizado para antecipar a necessidade de produção de energia adicional (intervalo de confiança de 95%) [2].

No entanto, para manter a estabilidade e segurança de operação do SE, começa a ser necessário o corte (*curtailment*) da produção renovável, de forma a manter o equilíbrio entre produção e consumo, quando esta é superior ao que foi estimado. Este corte não só é extremamente prejudicial para os promotores dos parques de energia renovável, porque são impedidos de obter lucro financeiro, como, também, constitui uma limitação para alcançar elevadas taxas de penetração de energia renovável. Quando existe um excesso de energia produzida devido a uma falha na previsão de produção de energia em regime especial, recorre-se à exportação da energia em excesso. Na Figura 1.2 observa-se a evolução do consumo suprido por energia FER em Portugal continental, sendo desde 2013 que esta percentagem tem-se mantido constante.

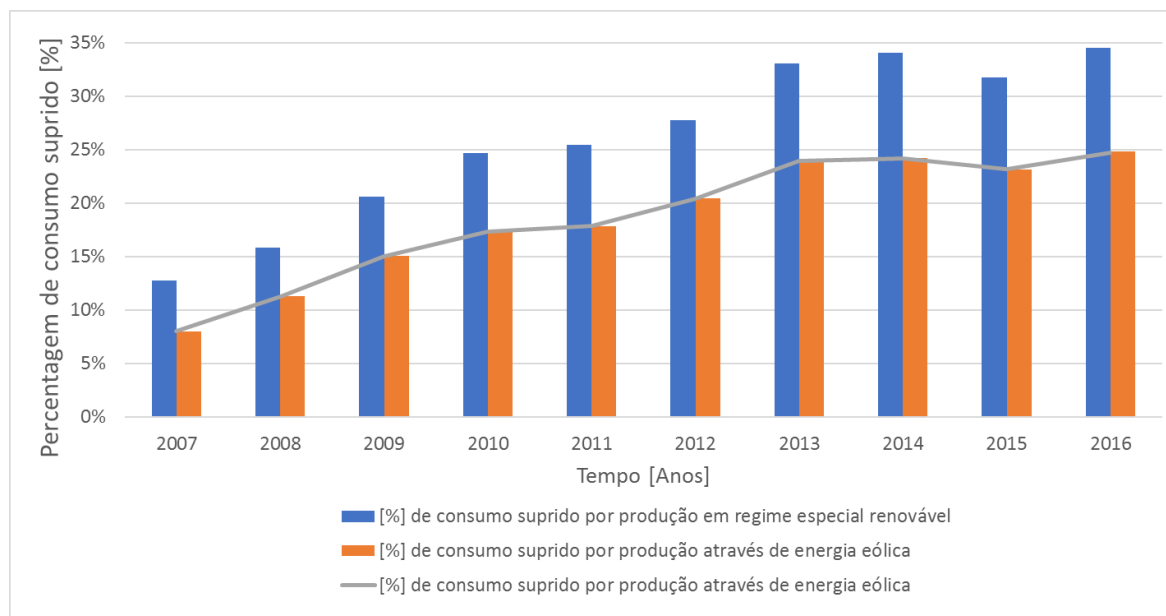


Figura 1.2 - Percentagem de consumo suprido por produção em regime especial renovável e por produção eólica. Fonte: [3]

1.1.2. Sistemas elétricos isolados

A maioria das ilhas e sistemas isolados, depende da importação de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica. Em muitos casos, como na Madeira e nos Açores, é inviável construir interligações entre a ilha e o sistema elétrico do continente, as quais seriam uma solução para reduzir os custos ambientais e, ao mesmo tempo, aumentar a segurança do abastecimento energético.

Ademais, os sistemas eletroprodutores isolados, mesmo os de dimensão considerável, como a ilha da Madeira, com uma capacidade de produção na ordem dos 131 MW, apresentam um limite teórico de integração de produção através de FER, de aproximadamente 30% [4]. Pela análise da Figura 1.3, constata-se que este limite ainda não foi ultrapassado na ilha em causa. Esta limitação deve-se sobretudo ao facto de a produção eólica e solar serem caracterizadas por uma produção variável, induzindo instabilidade na rede elétrica, quer pela falta de regulação de tensão e frequência, quer pela necessidade de igualar esta produção variável ao consumo a cada instante. É por isso necessário que as ilhas estejam dotadas de mecanismos que permitam estabilizar a rede elétrica [5]. Para tal, os geradores convencionais, neste caso centrais térmicas a gás natural e a diesel, garantem o correto funcionamento da rede elétrica da ilha da Madeira, ou de qualquer rede isolada.

Uma vez que o escoamento eólico da ilha é mais forte durante o período da noite, a produção eólica é mais elevada durante as horas de vazio da ilha. Sendo esta a fonte renovável com maior capacidade instalada (Figura 1.3) é necessário recorrer ao corte da mesma, diminuindo assim a integração de renováveis [5]. Também nestes sistemas, a produção renovável provoca flutuações entre a produção de energia e o consumo existente. Como consequência, são verificadas variações nos níveis de frequência e de tensão, que podem afetar a estabilidade e segurança de operação do sistema elétrico. Estes problemas são agravados ao ocorrerem num sistema isolado, uma vez que podem levar à falha total do sistema, comprometendo assim o abastecimento de eletricidade.

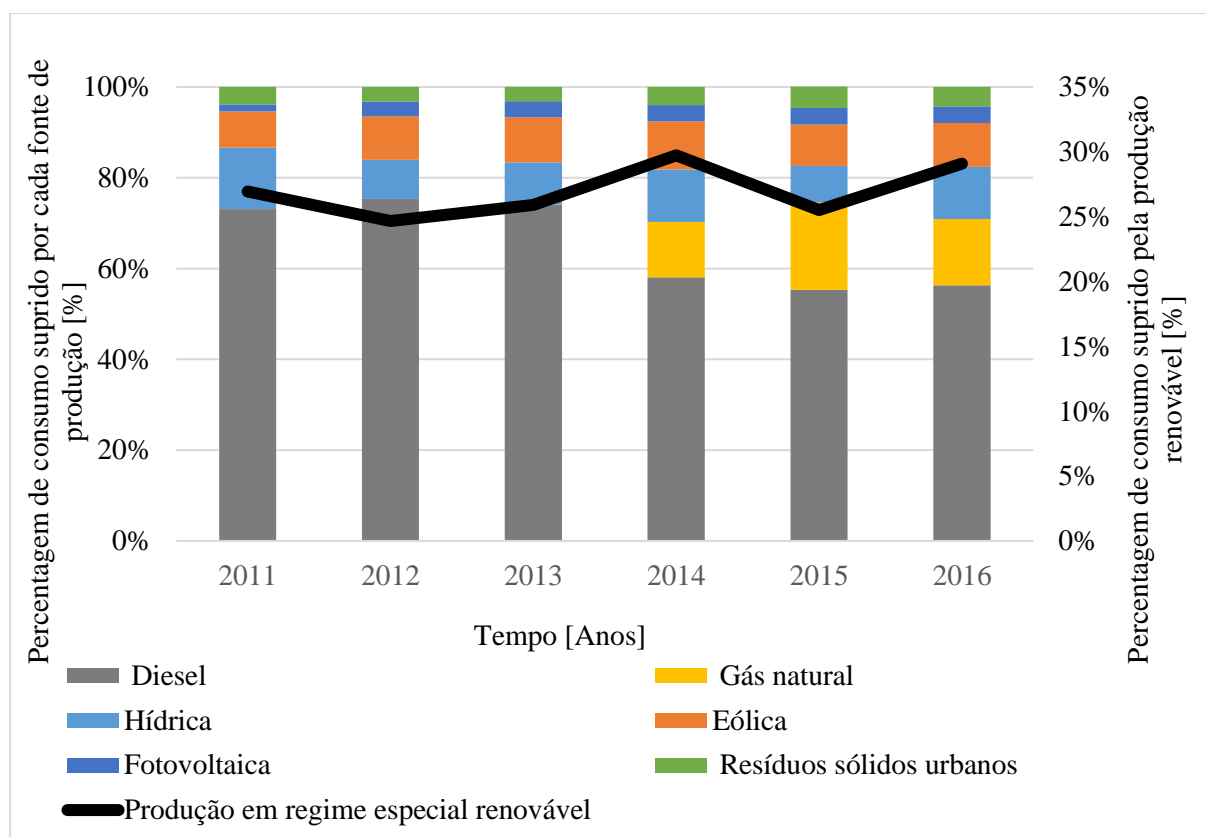


Figura 1.3 – Evolução da percentagem do consumo suprido pelas diferentes fontes de produção na ilha da Madeira.

1.1.3. Evolução das tarifas de produção renovável em PT

No ano de 2016, a produção em regime especial renovável, em Portugal, conseguiu suprir as necessidades energéticas em 34%. A energia eólica é a fonte de produção renovável que tem apresentado maior crescimento nos últimos anos. No entanto, a partir do ano 2013 foi possível observar um abrandamento na contribuição desta energia para suprir o consumo, fixando-se nos 25%, no mesmo ano [3].

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), para o período de 2013-2020, define os objetivos nacionais relativos à quota de energia proveniente de fonte renovável e promove um mercado energético que opere em condições de livre concorrência de preços. Assim, nas decisões de investimento, deixam de estar presentes fatores como a remuneração garantida e os consumidores passam a poder movimentar-se livremente no mercado, tendo a liberdade de escolher a empresa comercializadora, consoante os preços e condições oferecidas [6].

Até 2012 vigorava um regime de incentivos remuneratórios, o qual recompensava os produtores de energia renovável com as tarifas *feed-in*. Um investidor que produzisse energia a partir de fontes renováveis e a vendesse à rede beneficiava de um modelo de tarifas e lucro garantidos, de acordo com o estabelecido pelo decreto-lei n.º 225/2007 (retificado pela declaração n.º 71/2007 – Alteração da forma de cálculo para a remuneração da produção renovável - DR 141 Série I de 24-07-2007) e alterado pelo decreto-lei n.º 51/2010, de 20 de maio – Novo enquadramento jurídico para o sobre equipamento em centrais eólicas. Este decreto-lei define que as centrais eólicas que atinjam o limite de 33 GWh produzidos e entregues à rede, ou os 15 anos de produção, passarão a ser remuneradas a preços de

mercado de energia, acrescidas da receita obtida através da venda de certificados verdes. Este modelo tarifário aumentou a instalação de energia eólica e fez proliferar a energia solar fotovoltaica. Contudo, é esperado a redução e mesmo a abolição deste regime tarifário [6].

Em alternativa, o DL 35/2013 permitiu, à produção eólica que se encontrasse em fase de exploração antes de 17 de Fevereiro de 2005, ou depois do término do período de 15 anos de exploração, optar por uma tarifa garantida por mais 5 anos (correspondente ao valor de mercado entre 74 €/MWh e 98 €/MMWh, ou uma tarifa correspondente ao preço de mercado com um mínimo de 60 €/MWh) contra pagamento ao sistema elétrico nacional de 5000€/MW de potência instalada durante 8 anos. Caso o promotor pretendesse receber a mesma tarifa garantida mas durante 7 anos, teria de pagar 5800 €/MW de potência instalada durante 5 anos. Deve ainda salientar-se a existência dos certificados verdes e das garantias de origem, que visam assegurar que a transação de energia renovável seja realizada em regime de mercado livre, findos os prazos de tarifas garantidas [6].

Torna-se, então, perceptível que a prioridade é a transição do sistema de incentivos que tinha como objetivo proteger e fomentar o crescimento da produção de energias renováveis, para um regime de livre concorrência, onde os incentivos são mantidos em níveis mínimos [6].

Atualmente, os ativos de eólica começam a ficar obsoletos e muitos parques começam a atingir, não só o fim de vida projetada, como também o final do período definido para a tarifa PRE. Nesta fase, as empresas que exploram os parques eólicos podem continuar a exploração do parque seguindo o regime remuneratório inferior, realizar a renovação ou, ainda, a desativação do parque, caso consigam cobrir as despesas de exploração e manutenção. Em muitos casos, a renovação^a do parque não tem interesse do ponto de vista monetário visto que o parque perderia a tarifa de PRE e o novo investimento não teria retorno financeiro.

Desta forma, a capacidade instalada de energia eólica poderá sofrer uma diminuição nos próximos anos devido ao encerramento dos parques eólicos que se encontram em fim de vida e à falta de incentivos que promovam a instalação de novos parques [7]. Sendo esta uma das FER, a par com a energia hídrica, que maior contributo tem para o aumento da integração renovável em Portugal, é imperativo que os ativos de energia eólica sejam mantidos.

Torna-se assim necessário encontrar novos modelos de negócio que permitam aos promotores dos parques obter proveito da sua exploração, mesmo com a redução da tarifa de exploração relativamente à praticada nos últimos anos, para possibilitar o aumento a integração de FER para alcançar as metas propostas por Portugal para 2020.

1.1.4. Aumento de integração renovável

Existem diversas formas para equilibrar a produção renovável, podendo ainda ser utilizadas diferentes combinações, dependendo da situação geográfica e económica da região. Os principais métodos que têm como objetivo equilibrar o consumo e a produção são as seguintes [8]:

1. Produção convencional como, centrais de produção a gás, carvão ou petróleo;

^a Renovação ou *repowering* – substituição não só das turbinas, mas também das torres e das pás, aumentando-se assim a potência instalada do parque ou mantendo-se a mesma com a utilização de um menor número de aerogeradores (tecnologia mais evoluída).

2. Controlo do consumo – *demand side managment* – o qual envia informação de preços aos consumidores de modo a ligarem ou desligarem as cargas quando existe excesso ou falta de produção de energia, respetivamente;
3. Agrupamento de diferentes centrais renováveis geograficamente distribuídas em centrais virtuais geridas de forma centralizada;
4. Armazenamento de energia: a energia elétrica em excesso pode ser armazenada e posteriormente libertada para a rede elétrica quando a produção renovável for insuficiente para satisfazer o consumo;
5. Sobredimensionamento do portfólio renovável e gestão ativa das centrais em funcionamento;
6. Utilização de ferramentas de previsão, dotando os centros de despacho com uma estimativa fidedigna da potência produzida com recurso à eólica e solar fotovoltaica, o que permitiria uma maior confiança nestas fontes de energia, e a redução da reserva dinâmica.

Se o equilíbrio entre produção e consumo for realizado num longo período de tempo (dias ou semanas), será mais rentável e acessível que seja feito o planeamento da entrada em operação das centrais de produção convencionais. Para períodos de horas, todas opções são viáveis, e o custo por MWh será o fator determinante para a escolha do melhor método. As centrais convencionais a combustíveis fósseis são de resposta lenta, pelo que não podem prevenir as flutuações na frequência do sistema e não podem ser utilizadas para nivelar a produção quando existe a necessidade de rapidez de resposta. As centrais intermédias cumprem melhor esta função. Alguns sistemas de armazenamento de energia são os mais aptos para responder a estas alterações e podem ser alternativas competitivas desde que não sejam utilizados para longos períodos de abastecimento de energia elétrica [2].

1.2. Objetivos da dissertação

Ao longo desta dissertação irá ser analisada a produção de energia elétrica de uma turbina eólica do parque do Paul da Serra localizado na ilha da Madeira (Região Autónoma da Madeira - RAM) através de dados fornecidos pela empresa Enervento, Energias Renováveis SA. Como referido anteriormente, à semelhança de outros parques, o parque eólico do Paul da Serra atingirá o fim da tarifa PRE, perspetivando-se a venda da energia produzida de acordo com o preço estipulado no mercado. Está previsto que esta nova tarifa siga o enquadramento legal de Portugal Continental (PC), visto que a Região Autónoma da Madeira tem vindo a utilizar os regimes remuneratórios praticados em Portugal Continental no que diz respeito à produção em regime especial renovável (PRE) [9].

Pretende-se estudar o impacto económico que a implementação de sistemas de armazenamento de energia (SAE) poderá ter no regime de produção deste parque eólico. O objetivo da utilização de SAE é efetuar a funcionalidade normalmente designada na literatura por deslocamento de produção eólica (*wind energy time-shift ou arbitrage*), de modo a obter lucro financeiro através do diferencial de preços encontrado entre o armazenamento de energia e a venda da mesma.

Com este intuito, irá ser estudado o deslocamento de produção eólica através de diferentes sistemas de armazenamento, quando a energia for vendida no mercado de energia *spot* diário ^b(Mercado Ibérico de eletricidade -MIBEL) e com uma tarifa variável consoante o diagrama de consumo da ilha da Madeira.

^b Este estudo é puramente académico visto que a turbina em estudo se situa na Ilha da Madeira e não poderá licitar a energia produzida no mercado MIBEL.

2. Estado da Arte

Neste capítulo, serão apresentados os serviços e benefícios do deslocamento de energia renovável (*Energy Time Shift*). Será, também, explicado o funcionamento do mercado livre de energia (MIBEL) e como a licitação de energia eólica pode ser realizada neste mercado. Ainda, relativamente aos sistemas de armazenamento de energia, serão abordadas as suas características tecno-económicas.

2.1. Serviços dos SAE para integrar renováveis

O armazenamento de energia e a produção renovável apresentam fortes sinergias, o que faz com que estes dois tipos de tecnologias se complementem mutuamente. O armazenamento de energia renovável pode ser utilizado para controlar o perfil de injeção de energia na rede elétrica, reduzindo assim os efeitos negativos das variações de curta duração da produção renovável. Para além disso, os sistemas de armazenamento de energia são desde longa data utilizados pelos operadores do sistema eletroprodutor para manter a estabilidade e segurança de operação da rede elétrica.

Os sistemas de armazenamento de energia podem desempenhar diversas funções no sistema eletroprodutor. Este estudo irá focar-se apenas nos serviços que permitem aumentar a integração de energia renovável mantendo a estabilidade do sistema eletroprodutor. Existem várias entidades e estudos que subdividem esta categoria em vários serviços. Seguidamente, na Tabela 2.1, destacam-se os mais relevantes e os seus benefícios para o sistema eletroprodutor, bem como as tecnologias de armazenamento que podem desempenhar o serviço designado, [10].

Tabela 2.1 - Serviços que os SAE podem efetuar para auementar a integração de energia renovável numa rede elétrica [10].

Deslocamento de energia renovável	Armazenamento de energia renovável durante as horas de vazio e entrega à rede elétrica durante as horas de ponta. SAE: PHS, ar comprimido e bateria de sódio enxofre e ácido chumbo e armazenamento térmico;
Suavização do perfil de produção renovável	Armazenamento e descarga de energia renovável em curtos intervalos de tempo (minutos a segundos) para suavizar o perfil de produção renovável. SAE: baterias ião de lítio, sódio enxofre e ácido chumbo, volantes de inércia, PHS (com controlo avançado de velocidade variável);
Qualidade da energia renovável	Qualidade e estabilidade da energia entregue < 1 segundo. Mitigação da instabilidade de tensão, como a elevação de tensão (<i>voltage spikes</i>), cavas de tensão (<i>voltage sag</i>) e harmónicos, causadas pela não controlabilidade das FER. SAE: Baterias ácido chumbo, sódio enxofre e volantes de inércia;
Integração da geração distribuída	Armazenamento e descarga de energia renovável para equilibrar consumo local e produção. SAE: bateria ácido chumbo;
Controlo de rampas de injeção	Suavização das alterações bruscas do perfil de produção da energia renovável. SAE: bateria ácido chumbo e volantes de inércia;

Suporte a sistemas isolados	Aumentar integração das renováveis em sistemas isolados pelo deslocamento de energia renovável e serviços para melhorar a qualidade da energia entregue à rede. SAE adequadas: baterias ácido chumbo;
------------------------------------	---

No que diz respeito ao armazenamento de energia, não existe uma diretiva específica por parte da União Europeia. No entanto a Diretiva 2009/28/CE reconhece a necessidade de incentivar a utilização desta tecnologia, especialmente para integrar as FER:

“É necessário apoiar a integração da energia proveniente de fontes renováveis na rede de transporte e distribuição, bem como a utilização de sistemas de armazenamento de energia para a produção intermitente integrada de energia proveniente de fontes renováveis [11].”

2.2. Mercado de eletricidade – MIBEL

Em 1998, foi fundado o mercado integrado entre Portugal e Espanha, geralmente conhecido como Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), com o objetivo de aumentar a cooperação energética entre os dois países.

A implementação do mercado MIBEL ocorreu no dia 1 de julho de 2007, com a criação de um único operador para o mercado Ibérico constituído por duas partes:

- O Operador do Mercado Ibérico Português (OMIP) – mercado a prazo;
- O Operador do Mercado Ibérico Espanhol (OMIE) – mercado diário de energia.

O funcionamento do mercado diário MIBEL em que participam os agentes portugueses e espanhóis, é estipulado pelo operador de mercado OMIE. A entrada em vigor deste mercado permitiu criar um modelo de preço marginal único, o que implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam ou paguem esse mesmo preço por unidade de energia, remunerando identicamente todas as unidades de oferta selecionadas. Estabelece-se, assim, um preço único para Espanha e outro para Portugal, para cada hora do dia seguinte ao dia em que o preço está a ser negociado. Este mercado determina o preço da energia para cada uma das 24 horas de cada dia e para todos os dias do ano [12].

Podem ser agentes do mercado diário de energia os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os agentes externos cuja participação esteja autorizada no Mercado Ibérico. Os compradores apresentam ofertas de aquisição de energia elétrica no mercado diário, sendo condição necessária para isso que estejam inscritos e que adiram às regras de funcionamento do mercado [13].

O funcionamento deste mercado consiste no cruzamento da curva da oferta (ofertas de compra e de venda por parte dos diversos agentes registados para atuar no mercado) com a curva da procura, de modo a determinar um preço para cada hora do dia seguinte. São ordenadas por ordem crescente de preço as ofertas de venda (curva de oferta) e por ordem decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora, Figura 2.1. O preço de mercado é definido então pelo menor preço de venda que satisfaça a procura, sendo que todos os produtores com ofertas de venda receberão este preço unitário pelos seus blocos de energia vendidos [14].

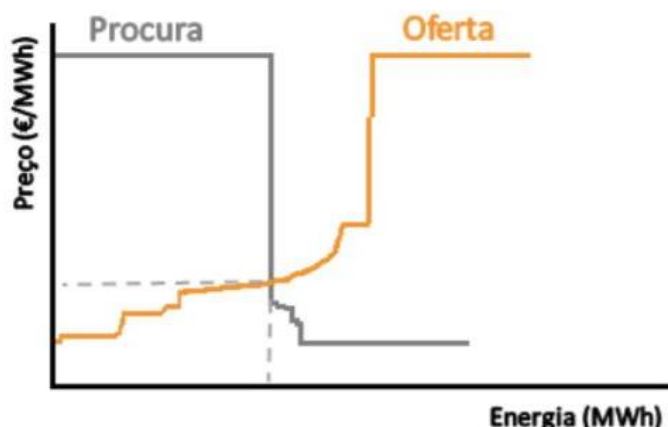


Figura 2.1 - Curva de oferta e procura para formação do preço em regime de mercado. Fonte: [12].

Todas as licitações têm de ser realizadas até às 10h00 (hora legal portuguesa) sendo os resultados afixados às 11h00, do dia anterior ao do fornecimento de energia.

Deste modo é definida, para cada hora, o preço marginal único. Cada agente produtor que tenha realizado uma oferta de preço inferior ao preço de equilíbrio (marginal único), recebe o preço de equilíbrio e não necessariamente o preço da sua oferta de venda. Este funcionamento do mercado diário está exemplificado na Figura 2.1.

Caso existam erros na previsão de produção licitada, é necessário efetuar ajustes. Estes ajustes são realizados no mercado intra-diário, o qual compreende seis sessões de negociação diárias (ajustes de 6 em 6 horas) [14].

Os erros na previsão podem ser originados por disparos e indisponibilidade de geradores (no caso das centrais controláveis), erros na previsão da produção em regime especial (especialmente hídricas a fio-de-água e eólica), a qual tem de ser obrigatoriamente despachada, e na previsão do consumo.

Caso existam erros persistentes na previsão, estes são equilibrados com a reserva de energia em tempo real. Assim, com o carácter obrigatório associado à regulação primária, o Mercado de Serviços do Sistema estabelece a sequência de mobilização dos grupos que prestam, em cada hora, os serviços de sistema associados às reservas de regulação secundária e terciária. A reserva primária corresponde a uma reação automática dos geradores a uma variação da frequência. A reserva de regulação secundária é a ação de um conjunto específico de geradores associados com o objetivo de reduzir a zero o desvio entre a produção e o consumo numa determinada área de controlo [15].

A energia de regulação tem quase sempre um custo superior à energia que se negocia no mercado diário, o que está relacionado com o facto de apenas ser utilizada em curtos intervalos de tempo, estando sempre pronta para entrar em funcionamento de modo a manter a produção contínua de energia caso ocorra um desvio de produção [15].

2.3. Licitação de energia eólica no mercado diário – OMIE

Como referido anteriormente, os novos parques eólicos instalados começarão a licitar a energia produzida no mercado diário de energia, assim como os parques cujo período da tarifa está estipulada pelo Decreto-Lei n.º 225/20074.

Atualmente, a produção em regime especial tem um carácter prioritário em relação às centrais despacháveis, o que implica que o mercado de energia é fortemente influenciado pelos modelos de previsão de produção renovável. O impacto do erro de previsão do vento é proporcional à capacidade eólica instalada, logo erros de previsão do vento trazem uma grande incerteza para as operações do sistema, uma vez que as potências eólicas em tempo-real podem ser bastante diferentes do que foi previsto. É fundamentalmente devido aos erros desta previsão que o sistema sofre desequilíbrios, tornando-se imprescindível utilizar mecanismos de regulação.

Se a potência eólica ou fotovoltaica fosse flutuante, mas perfeitamente previsível, o funcionamento das centrais convencionais poderia ser calendarizado com antecedência, apesar de continuarem a ter necessidade de produzir um perfil flutuante de energia. De facto, é a imprevisibilidade da produção renovável que implica um aumento do uso das reservas, com implicações tanto no preço de mercado, como na eficiência de operação do sistema [16].

Assim, os produtores de energia eólica que comecem a licitar a energia produzida em regime de mercado têm que considerar, para além da venda de energia a preço de mercado, que varia consoante a hora do dia, o custo dos desvios que ocorrem na produção de energia que licitaram e a produção que realmente ocorreu. Estes desvios são penalizados devido ao esforço que o mercado de energia tem de realizar para compensar a perda ou excesso de energia injetada [17].

A segurança do sistema pode ser prejudicada devido a estas oscilações da produção eólica, uma vez que a capacidade de variação de potência das unidades convencionais do sistema pode não ser suficiente para acomodar esta mudança. Caso a produção eólica seja inferior ao previsto, são necessárias unidades de reserva ascendentes e, pelo contrário, serão necessárias reservas descendentes para situações em que a produção real seja superior à prevista.

Deste modo, a energia em excesso tem de ser vendida ao preço de reserva para baixar a produção, enquanto que a falta de energia tem de ser comprada ao preço de reserva para subir a produção, resultando numa penalização, visto que o produtor não só, não vende a energia que previu, como ainda tem de comprar a quantidade de energia em falta. Os preços de reserva para descer a produção são, usualmente, inferiores ao preço de energia diário, ou seja, o excesso de energia é vendido a um preço significativamente mais reduzido, [17]. Na Figura 2.2, é apresentado o preço do mercado diário de energia, da energia de regulação ascendente e descendente, com referência ao ano 2013. Observa-se que o preço médio da energia de regulação ascendente é o mais elevado, seguindo-se o preço da energia em mercado diário e por último o preço da energia de regulação descendente.

Outro ponto negativo da entrada da produção eólica para o mercado, do ponto de vista dos promotores, é que a energia vendida passa a ter uma remuneração variável consoante o preço marginal único estipulado para cada hora do dia, o que torna os produtores eólicos dependentes do recurso eólico. Os períodos de produção do parque poderão não corresponder aos períodos em que o preço de venda de energia é mais elevado. Em muitos locais, o recurso eólico é mais forte e constante durante a noite,

período de baixo consumo e, consequentemente, a que corresponde um preço de venda de energia mais reduzido.

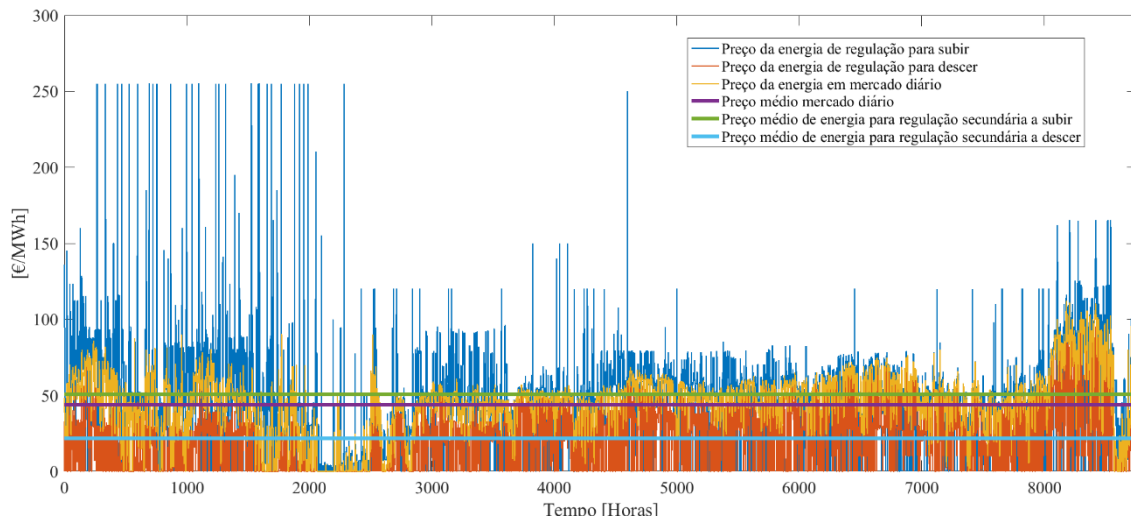


Figura 2.2 - Preço de venda da energia no mercado MIBEL para 2013. Fonte: [18] [19]

2.4. Deslocamento de energia elétrica renovável

Como observado anteriormente, o deslocamento de energia renovável é um dos serviços que os SAE podem levar a cabo, de modo a aumentar a integração de energia renovável no SE. É comum confundir deslocamento de energia renovável com o termo em inglês *energy arbitrage*^c [26].

O deslocamento de energia elétrica é um serviço utilizado pelos operadores dos SE desde longa data, e implica o armazenamento de energia elétrica quando a sua procura, ou o seu valor, é reduzido. O objetivo é que seja utilizada, ou vendida, mais tarde, quando a sua procura, ou o seu valor, for mais elevado, normalmente realizado a larga escala (envolvendo grande quantidade de energia) e pelas centrais hidroelétricas com bombagem. Este mecanismo, *energy time-shift* (em inglês), que permite equilibrar a produção e procura de energia elétrica, é representado na Figura 2.3.

O deslocamento de energia renovável é em tudo semelhante ao definido anteriormente, mas com a energia a provir de origem renovável. Esta é uma das opções que permitirá mitigar os impactos causados pelas elevadas taxas de energia renovável no sistema elétrico. O objetivo é utilizar a energia renovável produzida durante os períodos de valor reduzido e injetá-la na rede elétrica quando o seu valor for mais elevado ou o preço de compra alto (por exemplo, durante os períodos de procura elevada). Esta funcionalidade confere à produção renovável alguma controlabilidade, uma vez que ficam dotadas de capacidade de armazenamento, podendo controlar o seu perfil de produção [26].

Na perspetiva do promotor das centrais renováveis, a energia que é descarregada dos sistemas de armazenamento pode ser utilizada para venda no mercado de energia (*spot*) ou vendida dentro dos termos das tarifas de exploração em vigor no contrato, de modo a aumentar o proveito do parque. Ou

^c O termo *arbitrage* é utilizado para definir uma compra e venda simultânea de um bem ou produto equivalente através de dois ou mais mercados, de forma a obter proveito a partir da discrepância de preços a que a transação foi efetuada.

ainda, no caso de a licitação da energia renovável produzida ocorrer em regime de mercado, poderá ser utilizada para diminuir as penalizações, devido aos desvios entre produção prevista e real.

Os sistemas de armazenamento utilizados para o deslocamento de produção de energia eólica podem ser instalados na central renovável ou em partes da rede elétrica, incluindo locais próximos das cargas.

Na Tabela 2.2 estão apresentadas as tecnologias consideradas as mais adequadas para realizar este serviço, segundo diversos autores. Para este efeito é avaliado o seu tempo de descarga, o tempo de resposta bem como o número de ciclos mínimos que pode efetuar. Observa-se que tecnologias como PHS, CAES, NaS são as consideradas mais frequentemente na literatura como adequadas para desempenhar o deslocamento de energia renovável. As baterias de fluxo e células de combustível podem ser classificadas como tecnologias promissoras.

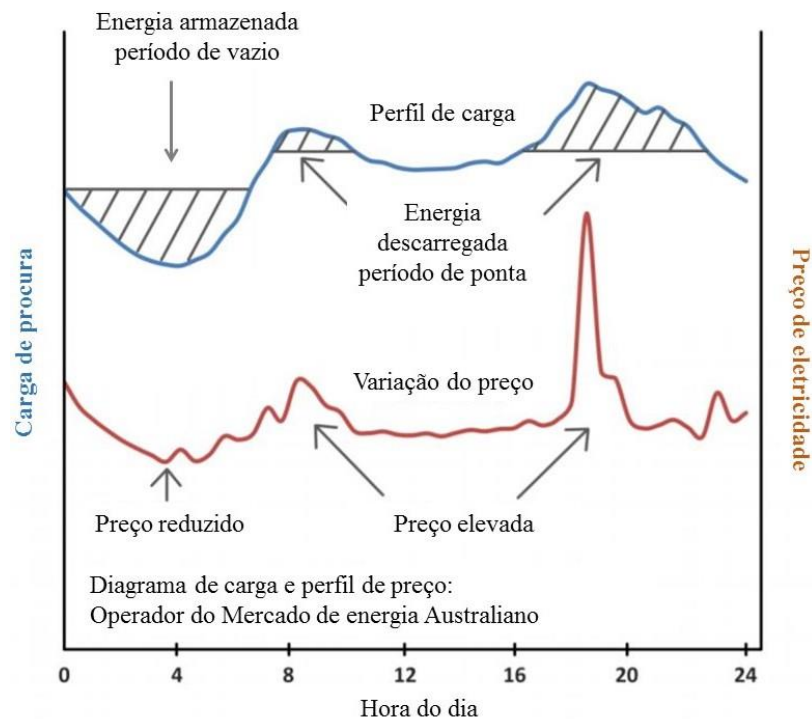


Figura 2.3 - Deslocamento de energia elétrica. Fonte: [20].

Tabela 2.2 - Características necessárias e tecnologias apropriadas para efetuar o deslocamento de energia renovável

<u>Autores</u>	<u>Tempo de descarga [h]</u>	<u>Tecnologias</u>
<i>Xing Luo et al. [21]</i>	Tempo de descarga: 3 a 12 h Tempo de resposta: minutos 1MW a >100MW	Viáveis atualmente: PHS, CAES e algumas baterias. Promissoras: baterias de fluxo, células de combustível e TES
<i>E.M.G. Rodrigues et al. [22]</i>	Tempo de descarga: 1 a 6 h Tempo de resposta: minutos 200 kW a 400 MW	CAES subterrânea, CAES à superfície, armazenamento com hidrogénio, PHS e baterias

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

<i>Haoran Zhao et al</i> [23]	Tempo de descarga: horas a dias	PHS, NaS, CAES e VRB
<i>Haisheng Chen et al.</i> [24]	Sem informação	Viáveis atualmente: CAES, Volante de inércia. Promissoras: baterias de fluxo e célula de hidrogénio
<i>Department of energy (DOE)</i> [25]	Sem informação	Viáveis atualmente: bateria ácido chumbo, NaS, ião de lítio e baterias de fluxo. Promissoras: CAES e PHS
<i>Sandia laboratories</i> c	Tempo de descarga: 3 a 5 horas	Sem informação
<i>EPRI</i> [26]	Tempo de descarga: 5 a 10 horas	PHS, CAES, NaS, ácido chumbo, VRB, ZnBr,
<i>IEC</i> [27]	Tempo de descarga: horas	PHS, CAES e NaS
<i>IEC</i> [28]	Sem informação	Viáveis atualmente: PHS, NaS, ácido chumbo, térmica; Promissoras: CAES, ião de lítio, ZEBRA, baterias redox de fluxo, hidrogénio;

Para o deslocamento de energia renovável, a eficiência do SAE e os custos variáveis de operação são as características mais importantes que determinam a escolha do sistema. Qualquer aumento nos custos variáveis de operação ou redução na eficiência do sistema reduz o número de transações para as quais o benefício excede o custo de armazenar.

Apesar do deslocamento de produção eólica ser uma funcionalidade em crescimento, embora pouco madura, já existem alguns projetos que efetuam esta aplicação e é esperado que, com o aumento da capacidade instalada, os custos do armazenamento diminuam. A Figura 2.4 apresenta a capacidade instalada de SAE para realizar o deslocamento de produção de energia renovável, sendo a energia hídrica com armazenamento a mais utilizada, devido ao seu elevado grau de desenvolvimento e à versatilidade para desempenhar várias funções no suporte da rede elétrica.

Existem alguns projetos relevantes que permitem perceber de que modo este modelo está a ser implementado. Em Itália, é realizado o armazenamento de energia através de baterias que utilizam o deslocamento de produção renovável para que o seu perfil de produção se torne mais previsível. Este sistema armazena energia em baterias de sódio enxofre (NaS) da empresa *NGK Insulators, LDA.*, com uma capacidade de 7 MWh para corrigir os erros de previsão de um parque eólico com uma potência de 30 MW, permitindo que a produção eólica seja mais controlável. O investimento deste projeto foi de 4,5 milhões de euros e não é garantido que seja economicamente viável [29].

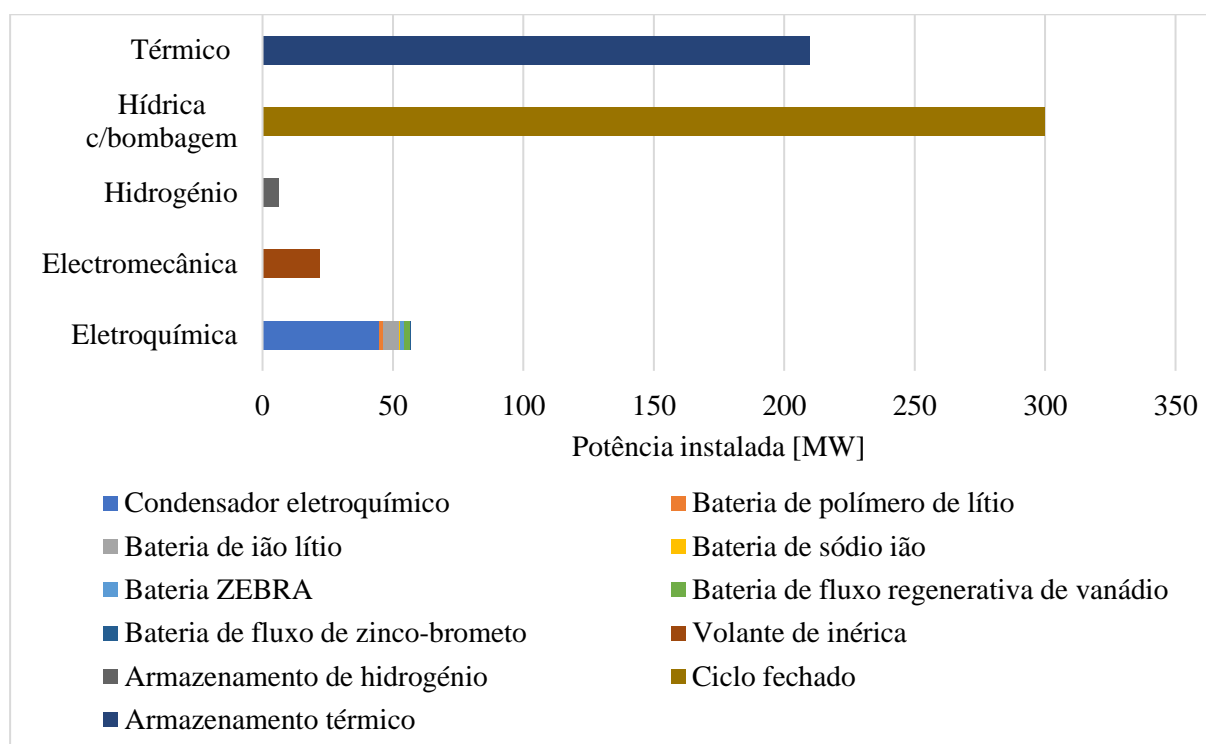


Figura 2.4 - Potência instalada de cada SAE que realizam o deslocamento de energia renovável como principal função. Fonte: [30].

Em 2008, foi instalado em *Rokkasho, Aomori* no Japão pela mesma empresa *NGK Insulators, LDA*, um banco de baterias de NaS com uma capacidade de armazenamento de 204 MWh, capaz de gerar uma potência de 34 MW. Esta instalação permite aumentar a integração da produção eólica através do armazenamento da energia produzida durante a noite (período de menor consumo) e a sua venda à rede elétrica durante os períodos de maior procura de energia. Não obstante, as baterias podem ser utilizadas para responder aos desvios na frequência de modo a manter a estabilidade do sistema elétrico. Ao todo, encontram-se ligadas 17 baterias, cada uma delas capaz de gerar uma potência de 2 MW, e que podem suportar um período de descarga de 6 horas à potência nominal [31].

Na China, em *Zhangbei*, existe desde 2011 um sistema de baterias de fluxo de vanádio *redox* (VRB) de 1 MWh /500 kW. Este sistema opera em conjunto com o centro de pesquisa e teste de energia eólica da China - *China's Wind Power Research and Testing Centre*. As baterias são utilizadas para integrar 78 MW de energia eólica e 640 kW de energia solar, realizando o deslocamento do excesso de produção renovável que existe no intervalo de tempo de reduzida procura de energia e injetando-a na rede durante os períodos de maior consumo. A instalação também pode fornecer outros serviços indicados para estabilizar a rede durante um período de tempo reduzido, tais como suporte de tensão e suavização dos picos de consumo [32].

2.4.1. Sistemas de armazenamento de energia – SAE

Os sistemas de armazenamento de energia são reconhecidos como tecnologias com elevado potencial para corresponder aos desafios impostos na operação dos sistemas eletroprodutores com elevadas taxas de penetração de sistemas de produção a partir de fontes renováveis de energia. A introdução da energia renovável, caracterizada por uma produção variável no tempo não controlável é assim uma das principais causas para o renovado interesse no armazenamento de energia elétrica.

As tecnologias de armazenamento de energia, referidas na literatura como EES (*Electric Energy Systems*), permitem converter eletricidade numa outra forma de energia passível de ser armazenada, podendo este processo ocorrer de diferentes formas. Quando necessário, dependendo do tipo de função para que foi concebido, o SAE possibilita a injeção de energia elétrica novamente na rede. O processo de armazenamento de energia é geralmente referido como processo/período de carga do sistema de armazenamento, enquanto o processo posterior de injeção de energia elétrica na rede é denominado por processo/período de descarga [33]. Na Figura 2.5 é apresentada, de forma simplificada, a cadeia de armazenamento de energia.

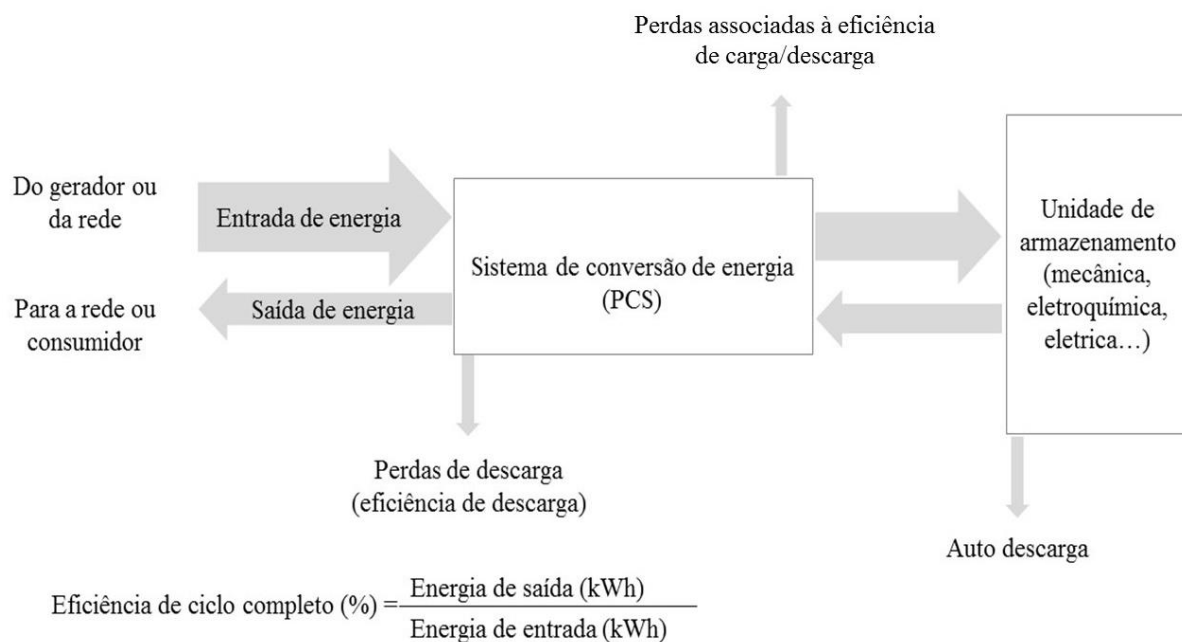


Figura 2.5 - Principais componentes de um SAE e respetivas perdas de energia. Fonte: [34]

Antes de apresentar as diferentes tecnologias SAE, é realiza-se uma breve explicação dos componentes que constituem um dispositivo de armazenamento de energia. Um SAE é composto por 3 componentes essenciais, apresentados anteriormente Figura 2.5: a unidade de armazenamento, o sistema de conversão de energia e o conjunto de sistemas de apoio à entrega de energia, ou *balance of plant* (BOP) [35], [34] e [36].

- A unidade de armazenamento de energia é o reservatório que retém a energia potencial que se encontra no sistema; pode ser uma unidade mecânica (e.g. hídrica com bombagem) química

(baterias) ou eletromagnética (condensadores, com armazenamento de energia elétrica, ou supercondutores com armazenamento de energia magnética);

- O sistema de conversão de energia^d é utilizado para converter a corrente alternada (CA) em corrente direta (CD) e vice-versa, para todos os SAE, exceto os sistemas mecânicos. Consequentemente, funciona como retificador quando o sistema armazena energia (CA para CD) e como inversor quando descarrega a energia (CD para CA). Assegura, ainda, que o sistema não é danificado durante os processos de carga/descarga. No que diz respeito aos sistemas mecânicos, o sistema de conversão de energia refere-se aos grupos geradores ou turbinas. É um dos parâmetros utilizados para modelar o funcionamento do SAE porque permite aumentar ou diminuir a rapidez de injeção ou armazenamento de energia na rede elétrica;
- O *balance of plant* são todos os componentes necessários, que variam de acordo com as especificidades do sistema, como proteções elétricas, suporte para unidade de armazenamento, edificação de abrigo do sistema e controlo do ambiente (sistemas AVAC/refrigeração). Também as ligações entre o sistema de conversão de energia e a rede elétrica estão incluídas nesta componente, como equipamentos auxiliares de manutenção. Outros exemplos são fundações, estruturas, proteções elétricas e equipamento de segurança, equipamento de medição, recolha de dados, comunicação e controlo. Podem, também ser incluídas permissões de utilização do terreno, e projeto de engenharia;

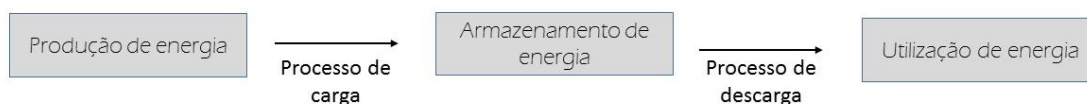


Figura 2.6 - Conceito de armazenamento de energia. Fonte: [33]

Os SAE podem ser classificados através de diversos critérios, tais como: a função que desempenham, o tempo que demoram a injetar a energia elétrica na rede ou o tempo durante o qual têm possibilidade de conservar a energia armazenada. Um dos métodos mais utilizados para os categorizar baseia-se na forma como a energia é armazenada no sistema, a qual pode ser mecânica, eletroquímica, elétrica, química, termoquímica. Seguidamente, será realizada uma descrição das diferentes tecnologias de armazenamento de energia.

2.4.1.1. Sistemas de armazenamento mecânicos

A energia mecânica é mais comumente armazenada em centrais hidroelétricas com bombagem (PHS), ar comprimido (CAES) e sistemas de armazenamento através de volantes de inércia (FES).

^d Esta classificação não é unânime pois alguns autores consideram que os transformadores e inversores estão integrados no sistema BOP.

PHS – Centrais hidroelétricas com bombagem

As centrais PHS representam cerca de 99% da capacidade total instalada de armazenamento de energia. Geralmente, estas centrais utilizam dois reservatórios dispostos a diferentes altitudes, de modo a que a água seja bombeada para o reservatório superior durante as horas de vazio (carregamento), armazenando energia sob a forma de energia potencial gravítica. Quando necessário, a água é libertada para o reservatório mais baixo, gerando eletricidade ao atravessar uma turbina (descarga). Os reservatórios podem ter diversas localizações, por exemplo, minas abandonadas, cavidades subterrâneas ou o mar a céu aberto.

Estas centrais têm como principais aplicações a gestão da energia através do seu deslocamento e a função de reserva dinâmica e estática.

Tabela 2.3 - Vantagens e desvantagens das centrais hidroelétricas com bombagem.

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tempo de descarga longo;• Tempo de resposta rápido;• Longo tempo de vida;• Número de ciclos ilimitado;• Elevado grau de desenvolvimento.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Depende das condições topográficas, amplo uso de terreno;• Em geral, longe dos locais de consumo.

CAES – Ar comprimido

Quando existe energia elétrica em excesso, ou o seu valor de mercado é reduzido, esta é utilizada para injetar um grande volume de ar, que é comprimido a alta pressão (entre 40 a 80 bar [24]), armazenando-o numa estrutura subterrânea (CAES subterrânea) - cavernas, aquíferos ou minas abandonadas - ou à superfície num sistema de tubos (CAES à superfície). Para produzir energia elétrica, o ar comprimido é misturado com gás natural, queimado e expandido numa turbina de ar modificada para o efeito. As instalações atualmente em funcionamento são ditas diabáticas porque o calor gerado durante a compressão do ar é perdido para o exterior. Esta é uma tecnologia bastante desenvolvida, uma vez que as centrais têm uma elevada fiabilidade e uma elevada capacidade de armazenamento [37].

No entanto, estão em desenvolvimento sistemas de CAES adiabáticas, que utilizam para armazenar o calor gerado durante a compressão do gás para, posteriormente, o utilizar para aquecer o ar comprimido durante a sua expansão. Este aquecimento pode reduzir a necessidade de utilizar combustível para o aquecimento, aumentando a eficiência de ciclo completo do sistema drasticamente. Esta tecnologia está em demonstração desde 2013 na Alemanha.

Tabela 2.4 - Vantagens e desvantagens do ar comprimido. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tempo de resposta rápido;• Sistema mecânico simples;• Tempo de vida elevado, quando comparado com as baterias.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Requer a utilização de combustível;• Eficiência de ciclo completo ainda reduzida;• Apenas pode ser construída onde existirem condições geológicas específicas ou existe necessidade de instalar um reservatório.

FES – Volante de inércia

Os volantes de inércia, ou *flywheels* em inglês, utilizam a energia cinética de um sistema em movimento rotativo para armazenar energia. São utilizados, há muitos anos, em sistemas elétricos alternados sinusoidais, como apoio para controlo da frequência. Embora a sua aplicação seja investigada para uso em veículos elétricos, são quase exclusivamente utilizados para aplicações não móveis. Os volantes que apresentam tecnologias modernas funcionam a velocidades de rotação muito superiores às dos volantes de inércia tradicionais; a maior parte recorre à operação em vácuo, de modo a minimizar as perdas por fricção. Os novos *designs* utilizam, ainda, a levitação magnética para otimizar, ainda mais, a sua eficiência [37].

Um volante de inércia é acoplado a um sistema motor/gerador que através de energia elétrica acelera o volante. O processo inverte-se e o motor vai atuar como travão, extraíndo a energia do volante em rotação.

Os volantes de inércia são sistema de resposta rápida e têm a capacidade de produzir uma potência elevada, tornando-se ideais para o condicionamento de picos e cavas de potência com origem em centrais convencionais ou renováveis.

Tabela 2.5 - Vantagens e desvantagens do volante de inércia. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tempo de resposta rápido;• Reduzida necessidade de manutenção;• Forma eficaz de garantir a qualidade da rede elétrica;• Ilimitados ciclos de carga/descarga.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tem de ser contido em contentores robustos;• Tem velocidade variável à medida que a energia é extraída;• Requer precisão na construção;• Preço elevado.

2.4.1.2. Armazenamento de energia eletroquímica

Com o crescente interesse nos sistemas de armazenamento de energia, especialmente elétrica, assiste-se, nos dias de hoje, a um grande desenvolvimento na área das baterias eletroquímicas. Este tipo de

tecnologia tem tendência para apresentar maior capacidade de armazenamento por unidade de volume ou massa e, consequentemente, menor custo de armazenamento (€/kWh) à medida que a curva de aprendizagem evolui.

Existem dois tipos de baterias:

- Baterias secundárias ou recarregáveis - armazenam eletricidade sob a forma de energia química. São constituídas por uma ou mais células eletroquímicas, as quais são formadas por um eletrólito (líquido, pastoso ou sólido) e por dois elétrodo – um positivo (cátodo) e outro negativo (ânodo). Durante o processo de descarga, ocorrem reações eletroquímicas que provocam um fluxo de eletrões através do circuito externo. Estas reações são reversíveis, pelo que a bateria pode ser recarregada aplicando uma tensão externa entre os seus elétrodo [24];
- Baterias de fluxo - são constituídas por dois eletrólitos (reservatórios), nos quais ocorrem reações de oxidação-redução (*redox*). Os compostos químicos encontram-se no estado líquido, em solução com o elétrodo. Este aspeto permite ultrapassar as limitações na capacidade de armazenamento de algumas baterias uma vez que, neste caso, as reações eletroquímicas não criam componentes sólidos que são armazenados nos elétrodo. Como são sistemas com limite de massa, este aspeto limita a capacidade das mesmas [38].

As baterias não fornecem apenas flexibilidade na utilização de combustível e benefícios ambientais, mas também importantes vantagens na operação do SE. Estes sistemas são capazes de responder rapidamente às variações de carga e conseguem operar com outros sistemas, garantindo a estabilidade da rede. Para além disso apresentam elevada eficiência - entre 60% a 95%. A instalação de um sistema de baterias secundárias é simples, devido ao seu reduzido tempo de construção, facilidade de implementação e o facto de constituírem dispositivos modulares [24].

Contudo, só recentemente os sistemas de armazenamento através de baterias começaram a ser comercializados para aplicações de larga escala devido à, pequena capacidade de energia, elevados custos de manutenção e reduzido tempo de vida. Acresce, ainda a necessidade de controlar o processo de reciclagem das baterias, visto que a maioria delas contêm materiais tóxicos prejudiciais para o ambiente e para a saúde das pessoas[24].

Ácido chumbo

As baterias de ácido chumbo são as baterias menos dispendiosas e mais comuns no mercado, equipando a maioria dos automóveis convencionais. No entanto, podem ser associadas a grandes bancos de armazenamento, constituindo parte de sistemas de alimentação ininterrupta (UPS). São, ainda, utilizadas para sistemas FV domésticos e para mitigar as flutuações no perfil de tensão da rede elétrica provocadas pela energia eólica.

Tabela 2.6 - Vantagens e desvantagens das baterias ácido chumbo. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tecnologia estabelecida, com infraestrutura existente para reciclagem, devido à indústria automóvel;• Elevada eficiência;• Reduzida taxa de auto-descarga.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Suscetível a profundidades de descarga elevada;• Reduzida densidade energética;• Materiais potencialmente tóxicos para o ambiente e saúde das pessoas.

NiCd - Níquel Cádmio

A par com a bateria de ácido-chumbo, a bateria níquel cádmio é das tecnologias mais desenvolvidas, tendo já atingido um nível de maturidade elevado. Utiliza elétrodos de hidróxido de níquel (ânodo) e de cádmio (cátodo) e um eletrólito alcalino. Dentro das baterias de variante níquel, as de níquel cádmio são as mais evoluídas.

Tabela 2.7 - Vantagens e desvantagens das baterias de níquel cádmio. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Robustas, com reduzida necessidade de manutenção;• Reduzido tempo de carga;• Podem efetuar profundidades de descarga elevadas;• Elevado número de ciclos antes de se degradarem;• Boa <i>performance</i> em condições extremas de temperaturas mínimas (-20 °C a -40 °C).
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Níquel e cádmio são metais pesados e tóxicos (aumento dos custos);• Incapacidade de realizar ciclos de carga depois de terem sido parcialmente descarregadas.

Li-Ion - Ião de lítio

São baterias recarregáveis e durante o seu processo de carga, os átomos de lítio do cátodo são ionizados migrando até ao ânodo, onde se combinam com eletrões externos, depositando-se entre camadas de carbono. Na descarga, este processo é invertido [24].

As baterias de ião de lítio tornaram-se a tecnologia de armazenamento mais importante para aplicações portáteis e móveis desde o ano 2000, sendo utilizadas em telemóveis, computadores portáteis, bicicletas elétricas, carros elétricos, etc. São mais leves, pequenas e potentes do que qualquer outra bateria, o que faz das mesmas, tecnologias atrativas [24].

Existe, atualmente, um grande interesse na investigação e desenvolvimento de baterias ião de lítio de dimensão nano e nas superfícies dos elétrodos. Estes avanços irão potenciar a melhoria da capacidade de armazenamento, do tempo de descarga e dos custos.

Tabela 2.8 - Vantagens e desvantagens das baterias ião de lítio. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Elevada eficiência;• Reduzida/inexistente auto-descarga;• Tecnologia flexível, devido ao amplo intervalo de tempo de descarga (segundos a semanas);• Elevado número de ciclos antes de se degradarem substancialmente.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Tempo de vida influenciado pela temperatura envolvente;• Dispendiosas para aplicações com curtos intervalos de descarga (gestão da rede elétrica);• Ainda limitadas para aplicações de larga escala;• Processos de reciclagem do lítio ineficientes;• Efeitos negativos quando expostas a elevadas profundidades de descarga.

NaS – Sódio enxofre

As baterias sódio-enxofre utilizam sais de sódio e enxofre, que são bastante abundantes na natureza, o que lhes confere um custo reduzido, facilidade de obtenção e ausência de toxicidade. O enxofre líquido ou fundido é utilizado no elétrodo positivo e o sódio fundido no ânodo. Os materiais são separados por um eletrólito de cerâmica. Para manter os elétrodos no estado líquido é necessário manter a temperatura da bateria entre 300°C e 350°C.

Estas baterias são viáveis para aplicações de manutenção da qualidade da rede elétrica, deslocamento de energia elétrica e integração de energia renovável.

Tabela 2.9 - Vantagens e desvantagens das baterias sódio enxofre. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Elevada densidade energética;• Ciclos de vida elevados;• Resposta rápida;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Necessário manter temperatura de funcionamento superior a 300 °C;• Segurança de operação;• Incêndio registado em instalação no Japão.

ZEBRA – Cloreto de sódio níquel

As baterias de cloreto sódio-níquel, mais conhecidas como *Zero Emission Battery Research* – ZEBRA – operam, à semelhança, das baterias NaS, a elevada temperatura (cerca de 270°C) e utilizam cloreto de níquel no cátodo, em substituição do enxofre.

Podem ser utilizadas em aplicações relacionadas com a gestão da rede elétrica e na integração de energias renováveis. Já foram, ainda, testadas em veículos elétricos e unidades UPS.

Existe, atualmente, uma instalação de 400kW em desenvolvimento em Charlotte, Carolina do Norte, EUA. Esta instalação pretende suavizar a produção solar e flutuações de potência na rede local.

Tabela 2.10 - Vantagens e desvantagens das baterias de cloreto de sódio níquel. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Elevada densidade de energia;• Operam numa grande amplitude de temperatura, entre -40°C e 70 °C, sem necessidade de climatização;• Inexistência de auto-descarga;• Totalmente reciclável.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Necessidade de aquecimento;• Problemas de segurança relacionados com o sódio fundido;• Inapropriada para ciclos curtos.

VRB – Vanádio redox

É a primeira bateria de fluxo abordada neste estudo e baseia-se na reação de oxidação redução das diferentes formas iónicas do vanádio. Os pares *redox* de vanádio são armazenados em soluções de ácido sulfúrico. Durante os ciclos de carga e descarga, os iões H^+ são trocados entre os tanques através de uma membrana polimérica e seletiva aos mesmos [33].

Esta bateria pode ser utilizada em diversas aplicações, tanto na rede elétrica como para consumidores industriais de energia – manutenção da qualidade de energia, sistemas UPS, aumentar a segurança no abastecimento e integração de energias renováveis. A maioria do trabalho de investigação tem sido direcionada para aplicações não móveis, devido à baixa densidade energética deste tipo de baterias, o que lhe confere um elevado volume.

Tabela 2.11 - Vantagens e desvantagens do vanádio redox. Fonte: [33]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Reduzidos custos de operação e manutenção;• Tolerância ao sobre carregamento;• Possibilidade de realizar ciclos de carga/descarga profundos.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Impróprias para aplicações de pequena escala – necessidade de bombas, sensores, sistemas de gestão de energia e de contaminantes;

FeCr – Ferro-crómio

Este tipo de baterias encontra-se em fase de desenvolvimento e demonstração. A sua estrutura apresenta um custo reduzido, o que faz com que sejam atrativas para soluções de armazenamento na rede elétrica. Contudo, ainda existem incertezas relativamente à sua performance e ciclo de vida. Podem ser utilizadas para desvio de energia, tanto na rede como no lado do consumidor, e também para regulação da frequência. Não foram incluídas no estudo por se encontrarem numa fase muito embrionária de desenvolvimento e por não existir evidência suficiente na literatura [33].

ZnBr – Brometo de zinco

Neste tipo de baterias, existem duas soluções eletrolíticas aquosas que contêm os componentes reativos, que são constituídos por elementos de zinco e bromo, armazenados em tanques externos. Durante a descarga, o zinco e o bromo combinam-se e formando o brometo de zinco e gerando uma tensão. Durante a carga o processo é invertido, sendo o zinco metálico depositado no eletrodo [39].

A utilização destas baterias para aplicações na rede elétrica ainda se encontra numa fase de demonstração/comercialização.

Tabela 2.12 - Vantagens e desvantagens das baterias brometo de zinco. Fonte: [39]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Elevada densidade energética;• Possibilidade de realizar ciclos de carga/descarga profundos;• Dispositivos modulares entre 3 kW e 500 kW;• Podem apresentar tempo de descarga até 10 horas;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Corrosão dos componentes, formação de dendrites;• Baixa eficiência;• Condições de operação sujeitas a reduzido intervalo de temperatura.

PSB – Célula de combustível regenerativa

O funcionamento da PSB ou célula de combustível regenerativa baseia-se numa reação eletroquímica reversível entre duas soluções eletrolíticas de sais - brometo de sódio e polissulfeto de sódio. Foram efetuados testes em laboratório com sucesso e existem duas instalações de larga escala, em funcionamento, para demonstração [39].

Tabela 2.13 - Vantagens e desvantagens das baterias PSB. Fonte: [39]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Auto-descarga nula;• Temperatura ótima de operação é a temperatura ambiente;• Elemento químico abundante na natureza, custo de produção reduzido;• Possibilidade de realizar ciclos de carga/descarga profundos;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Baixa eficiência;

2.4.1.3. Armazenamento elétrico e eletromagnético

SMES - Supercondutores magnéticos

Nesta tecnologia, o armazenamento de energia é efetuado num campo magnético criado através da indução de uma corrente contínua numa bobina supercondutora, geralmente de filamentos de titanato de nióbio (NbTi) que operam a temperaturas muito baixas (-270 °C) [33]. Estas temperaturas são necessárias para manutenção do estado de supercondutividade pelo que são utilizados sistemas de arrefecimento com hélio ou hidrogénio líquido. As perdas são praticamente nulas uma vez que o supercondutor não oferece resistência à passagem da corrente.

São sistemas adequados para aumentar a qualidade de energia, processo que requer tempo de resposta e de descarga muito reduzido.

Tabela 2.14 - Vantagens e desvantagens dos supercondutores magnéticos. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Eficiência de ciclo completo elevada;• Rápida injeção e extração de energia (adequadas para aplicações de resposta rápida);• Tempo de vida muito elevado (número de ciclos quase infinitos).
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Ainda em desenvolvimento para aplicações a média e larga escala;• Elevado custo de investimento;• Necessidade de manter temperatura de operação muito reduzida.

SCs – Supercondensadores

Os supercondensadores, também conhecidos por condensadores eletroquímicos de dupla camada, começaram a atrair atenção recentemente, devido à crescente necessidade de armazenar energia de forma rápida e com diversas finalidades.

São equipamentos adequados e eficientes para aplicações que requerem armazenamento de energia de curta duração e utilização frequente, como a qualidade de energia [37].

Existem poucas instalações atualmente, nomeadamente uma de 500 kW no Hawaii, utilizada para suavizar as flutuações de frequência causadas pelo perfil de produção eólica.

Tabela 2.15 - Vantagens e desvantagens dos supercondensadores. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Elevada densidade de energia e potência volumétrica;• Número de ciclos carga/descarga quase ilimitado;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Custos elevados para aplicações de larga escala;• Reduzida densidade energética;• Pouco desenvolvidos;• Suscetíveis a auto-descarga (inadequados para armazenamento de longa duração).

2.4.1.4. Armazenamento químico (Hidrogénio)

A energia elétrica é armazenada através da eletrólise da água, que produz hidrogénio e oxigénio. O oxigénio é libertado e o hidrogénio é armazenado. Para aplicações na rede elétrica o hidrogénio passa por uma célula de combustível que recombina o hidrogénio com o oxigénio de modo a produzir eletricidade. Água e calor são também libertados, como subprodutos.

Dependendo do tipo de célula de combustível e tipo de combustível utilizados, podem ser preparados produtos adicionais [37]. Atualmente, existem inúmeros tipos de células de combustível, os quais são diferenciados pelos combustíveis utilizados, material do eletrólito e temperaturas de funcionamento °. Contudo, todas têm em comum os componentes do ânodo, eletrólito e cátodo.

As aplicações das células de combustível podem ser categorizadas em três áreas: transporte, portáteis e aplicações não móveis. As unidades de grandes dimensões, tipicamente, geram potência na gama do *megawatt* para aplicações remotas. O objetivo é desenvolver este tipo de unidades para substituir a rede

e As células de combustível de baixa temperatura incluem células de combustível de eletrólito de polímero (PEFC), células de combustível de metanol direto (DMFC) e células de combustível alcalinas (AFC), que funcionam entre 50 e 100 °C. São exemplos de células de combustível de média temperatura as células de combustível de ácido fosfórico (PAFC) e as células de combustível de carbonato fundido (MCFC), que funcionam entre 600 – 700 °C. As células de combustível de óxido sólido (SOFC) funcionam a temperaturas mais elevadas, entre 600 e 1000 °C.

e alcançar áreas onde existe pouca infraestrutura elétrica. Não obstante, estas unidades também podem ser utilizadas para proporcionar a expansão da rede elétrica.

Tabela 2.16 - Vantagens e desvantagens do hidrogénio e células de combustível. Fonte: [37]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Conceção modular das células de combustível;• Transporte facilitado do ponto de produção ao ponto de entrega de energia;• Podem ser utilizadas para veículos além das aplicações na rede elétrica;• Utilizadas no setor industrial;• Hidrogénio armazenado não apresenta auto-descarga.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Eficiência reduzida;• Baixa densidade volumétrica;• Necessário ter dispositivos que garantam uma operação em segurança;• Custo elevado das células de combustível.

2.4.1.5. TES – Armazenamento de energia térmica

O armazenamento térmico de energia engloba uma grande variedade de tecnologias que armazenam energia sob a forma de calor. Utilizam materiais que toleram um amplo intervalo de temperatura em reservatórios isolados. São utilizados recuperadores de calor para o armazenamento de energia [24].

Podem ser classificadas dependendo da temperatura de operação do material de armazenamento, ou seja, em dois grupos [24]:

- Armazenamento térmico a baixa temperatura (TES-AL) – consiste em sistemas aquíferos de baixa temperatura e sistemas de armazenamento criogénicos (temperatura muito reduzida);
- Armazenamento térmico a elevada temperatura (TES-HT) – inclui armazenamento através de calor latente e sensível;

Tabela 2.17 - Vantagens e desvantagens do armazenamento térmico. Fonte: [24]

Vantagens	<ul style="list-style-type: none">• Opção para armazenamento de larga escala;• Elevada densidade energética (na escala das baterias eletroquímicas);• Podem ser utilizados componentes das centrais térmica convencionais;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none">• Eficiência reduzida;• Apenas viável para aplicações de larga escala;• Perdas térmicas elevadas.

2.4.2. Características técnicas dos SAE

Como observado anteriormente, existem várias tecnologias de armazenamento, as quais apresentam características muito diferentes, abrangendo todas as gamas de aplicações necessárias para o SE. Por

este motivo, é necessário realizar uma análise metódica, identificando as métricas necessárias para avaliar e caracterizar cada tecnologia. As tecnologias de armazenamento de energia devem ser selecionadas de acordo com os parâmetros relativos à natureza da aplicação/serviço pretendida. Neste subcapítulo, realiza-se uma comparação técnico-económica entre as tecnologias de armazenamento descritas anteriormente.

É crucial analisar criticamente as características fundamentais (técnicas e económicas) dos sistemas de armazenamento a fim de estabelecer critérios de comparação com vista à seleção da melhor tecnologia para cada aplicação. A análise das tecnologias de armazenamento de energia é efetuada em conjunto com a análise das suas características, de modo a selecionar a tecnologia mais adequada para um determinado regime de exploração.

De modo a efetuar o presente estudo foi necessário proceder ao levantamento das diferentes características técnicas dos SAE, com base numa revisão da bibliográfica, na qual foram incluídos os estudos referenciados nas tabelas apresentadas no capítulo Anexos – 7.1 – Características técnico-económicas.

Numa revisão sistemática realizada por *Behnam Zakeri et al.* em novembro de 2014 os autores estimaram o custo dos sistemas de armazenamento, apenas incluindo estudos que descreviam detalhadamente a informação técnica das tecnologias (e.g. capacidade de armazenamento, eficiência, e tempo de vida). A informação dos custos foi recolhida em diferentes períodos de tempo e mercados.

Os custos das tecnologias SAE no ano de 2030, apenas foram referidos para as seguintes tecnologias – CAES adiabática, CAES diabática (pequena e larga escala), bateria ácido chumbo, bateria ião de lítio, bateria de sódio enxofre e baterias de fluxo [40] e [41].

É importante referir que as tecnologias de armazenamento são sistemas modulares (exceto CAES e PHS que dependem do reservatório) podendo ser instaladas com uma configuração inferior ou superior à descrita nos artigos referenciados. As características apresentadas neste estudo são uma estimativa dos projetos existentes até à data em que os artigos foram publicados ou das características mais adequadas para cada sistema. Assim, os valores apresentados não são limites fixos, mas correspondem aos intervalos (min e máx) atualmente desenvolvidos, comercializados e economicamente viáveis.

Densidade de energia e potência volumétrica e específica

A dimensão física dos dispositivos de armazenamento por unidade de energia armazenada é um fator importante para a maioria das aplicações. As métricas utilizadas para esta análise são a densidade de energia (Wh/L) e a potência volumétrica (W/L), as quais definem a capacidade de armazenamento e a potência máxima que o sistema é suscetível de fornecer, respetivamente, por unidade de volume. O volume do sistema de armazenamento refere-se ao volume total do sistema, incluindo não só o próprio sistema como acessórios, estruturas de suporte e o sistema de inversores.

As tecnologias com elevada densidade energética e potência necessitam de pouco volume para armazenar energia e, portanto, são utilizadas em dispositivos móveis, no setor dos transportes e em aplicações não móveis que tenham constrangimentos de espaço [21].

No que diz respeito à capacidade de armazenamento e potência de saída por unidade de massa (peso total do sistema), são avaliadas a densidade de energia (Wh/kg) e a potência específica (W/kg). A Figura 2.7 representa o comportamento das tecnologias de armazenamento em função da energia e potência

específica. No canto superior direito, podem observar-se as tecnologias com maior densidade de energia e potência específica, sendo estas as que armazenam a maior quantidade de energia por unidade de massa e que são capazes de libertar a energia armazenada rapidamente.

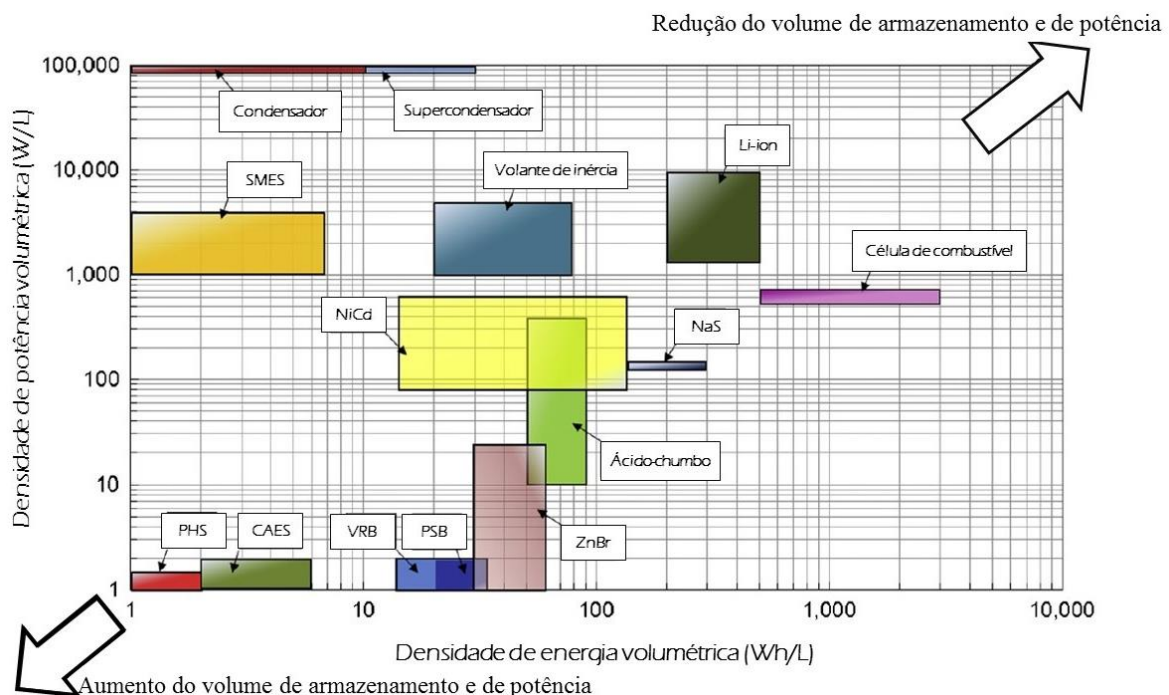


Figura 2.7 - Comparação entre densidade de energia e potência volumétrica. Fonte: [21]

Na Figura 2.8, é possível observar que os supercondutores magnéticos (SMES) e condensadores têm reduzida energia específica, mas elevada potência específica, devido ao seu rápido tempo de resposta. São por essa razão geralmente mais utilizados para aplicações de regulação da qualidade de operação do SE. Em contrapartida, as células de combustível e os sistemas de armazenamento térmicos apresentam somente elevada energia específica. Volantes de inércia, baterias convencionais e de fluxo são tecnologias que podem ser utilizadas em diversos propósitos, uma vez que têm níveis intermédios de energia e potência específica. O facto de as baterias ião de lítio terem, tanto densidade de energia e potência volumétrica elevadas (Figura 2.7), como energia e potência específica elevadas (Figura 2.8), justifica o seu vasto campo de aplicações e o incremento no desenvolvimento desta tecnologia [21].

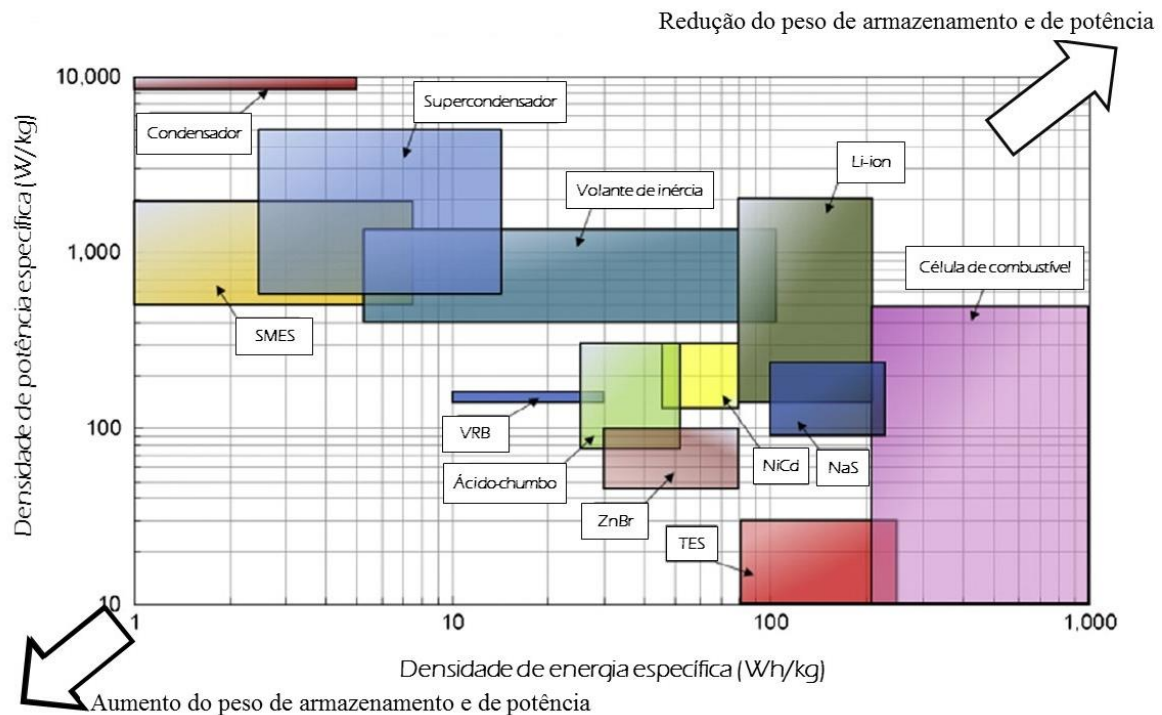


Figura 2.8 - Comparação entre densidade de energia e potência específica. Fonte: [21]

Capacidade de armazenamento e potência de saída

Para obterem uma boa exploração, os sistemas de armazenamento têm de estar adaptados ao tipo de aplicação ou regime de produção a que serão sujeitos. O armazenamento de energia é medido de duas formas: através da potência de saída e da capacidade de armazenamento. A capacidade de armazenamento é definida como a quantidade de energia que o sistema consegue armazenar, durante um determinado período de tempo, ou seja, após o processo de carga.

A potência de saída é o parâmetro que define a constituição e dimensão do motor-gerador na cadeia de conversão da energia armazenada. É, geralmente, expressa como um valor médio ou como um valor de pico, utilizado para representar a potência máxima de carga ou descarga. Define a rapidez da entrega da energia armazenada, ou seja, define a quantidade de energia que o sistema é capaz de libertar para suprir uma variação instantânea na carga.

Muitas das tecnologias podem ser implementadas com uma elevada capacidade de armazenamento ou potência de saída máxima, visto que são sistemas modulares (exceto CAES e PHS, que dependem do reservatório). Se não for possível instalar uma capacidade de armazenamento ou potência de saída nominal elevada, é apenas devido a restrições económicas, por se tratar de sistemas muito dispendiosos devido, por exemplo, à falta de maturidade da aplicação [42]. Assim, na Figura 2.9 é apresentado o intervalo de potência nominal (MW) e capacidade de armazenamento (MWh) de cada tecnologia.

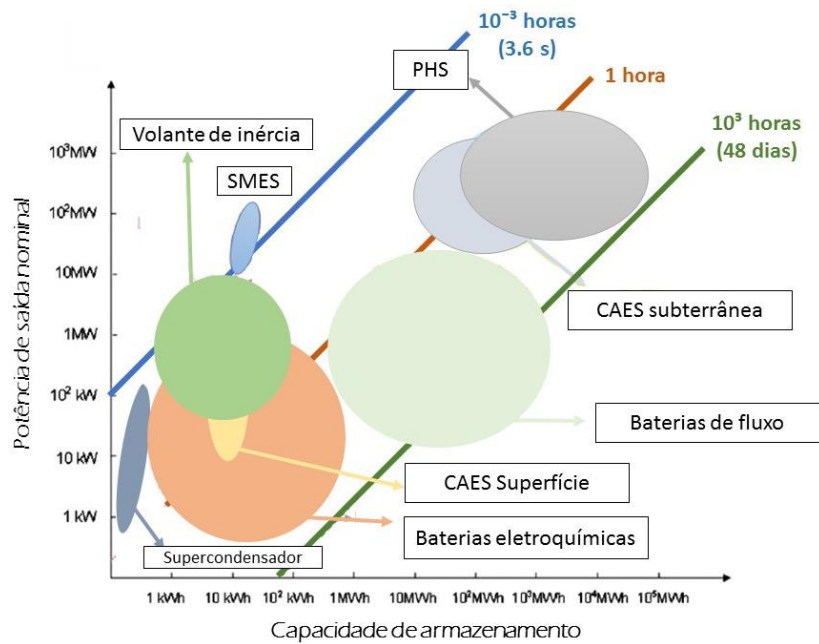


Figura 2.9 - Relação entre a energia armazenada, potência de saída e rácio E2P do sistema para as diferentes tecnologias.
Fonte: [38]

Rácio E2P – Tempo de descarga à potência de saída

O armazenamento de energia pode em geral ser um processo lento, contudo, por vezes é importante que a libertação de energia armazenada, necessária num determinado instante, seja feita rapidamente. A potência de saída, quando relacionada com a capacidade de armazenamento, é um fator limitante, denominado taxa de transmissão de energia, tempo de descarga ou rácio E2P. Esta taxa determina o tempo necessário para extrair toda a energia armazenada. Por outras palavras, trata-se do tempo mínimo necessário para entregar toda a energia que o sistema é capaz de armazenar. Este parâmetro é importante porque define o tempo que uma tecnologia consegue entregar energia à sua potência nominal [24].

As tecnologias podem ser divididas em 3 grupos de duração de descarga:

- Tempo de descarga reduzido (segundos a minutos) – Volante de inércia, supercondensadores e SMES;
- Tempo de descarga intermédio (minutos a horas, < 10h) – Ar comprimido à superfície, baterias eletroquímicas – chumbo-ácido, ião de lítio, Nas, ZnBr, e PSB;
- Tempo de descarga elevado – PHS, CAES subterrânea, VRB, solar fuel, células de hidrogénio e térmico.

Eficiência de ciclo completo

A eficiência de um sistema de armazenamento corresponde ao rácio entre a energia que é possível recuperar do sistema de armazenamento e a energia que foi despendida no processo de carregamento correspondente, expressa em percentagem, incluindo todas as perdas do sistema (eletroquímicas, eletromecânicas) e até a ineficiência elétrica dos componentes envolvidos no sistema em condições normais de operação. Esta descreve, em percentagem, o grau de descarga da bateria relativamente à sua capacidade total, sem que ocorra uma degradação precoce da bateria [24]. Na Figura 2.10, encontra-se representada a eficiência de ciclo completo das diferentes tecnologias. Na Figura 2.11 é apresentada a variação prevista na eficiência de ciclo completo atual para 2030, dos SAE que serão utilizados para efetuar a análise em 2030.

A eficiência utilizada para os sistemas de ar comprimido não tem em consideração o combustível queimado na expansão para compensar as perdas de calor na compressão. Se tal facto fosse tido em consideração a eficiência da CAES baixa significativamente para valores a rondar os 25% [43].

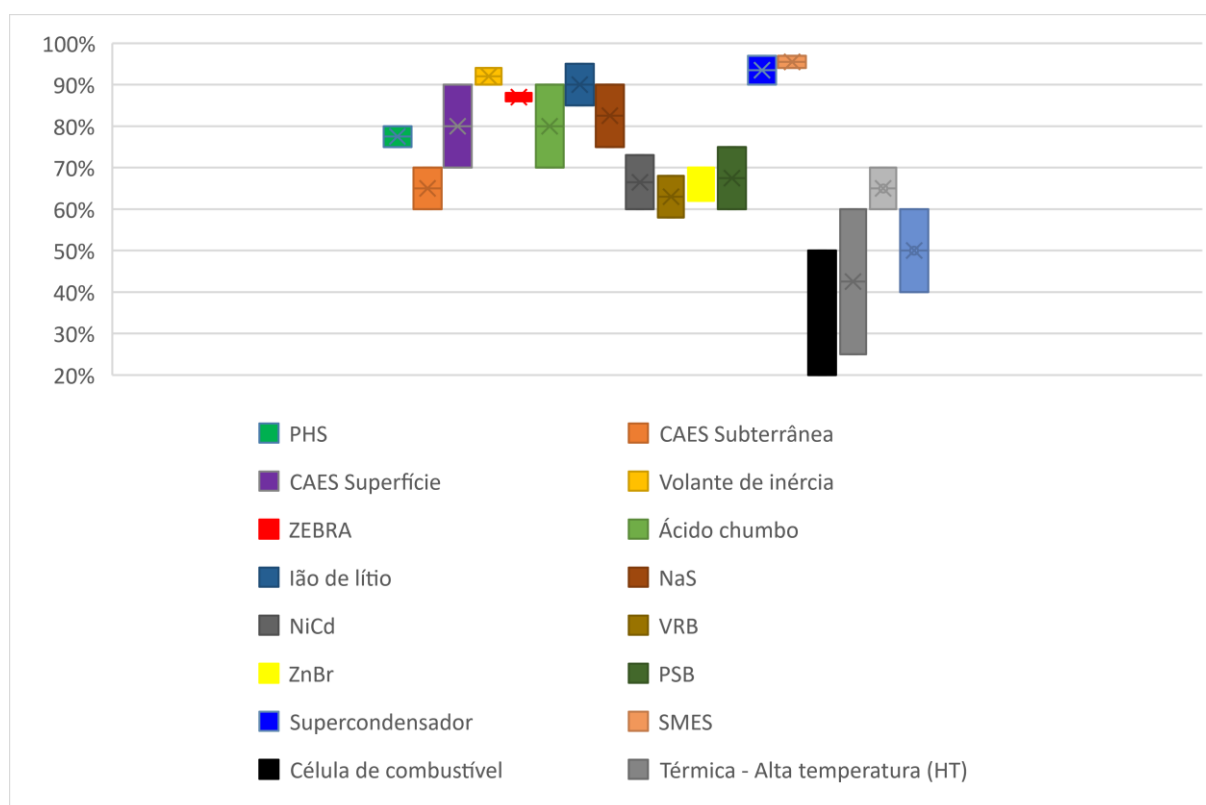


Figura 2.10 - Intervalos de eficiência para cada tecnologia apresentada. Fonte: [24]

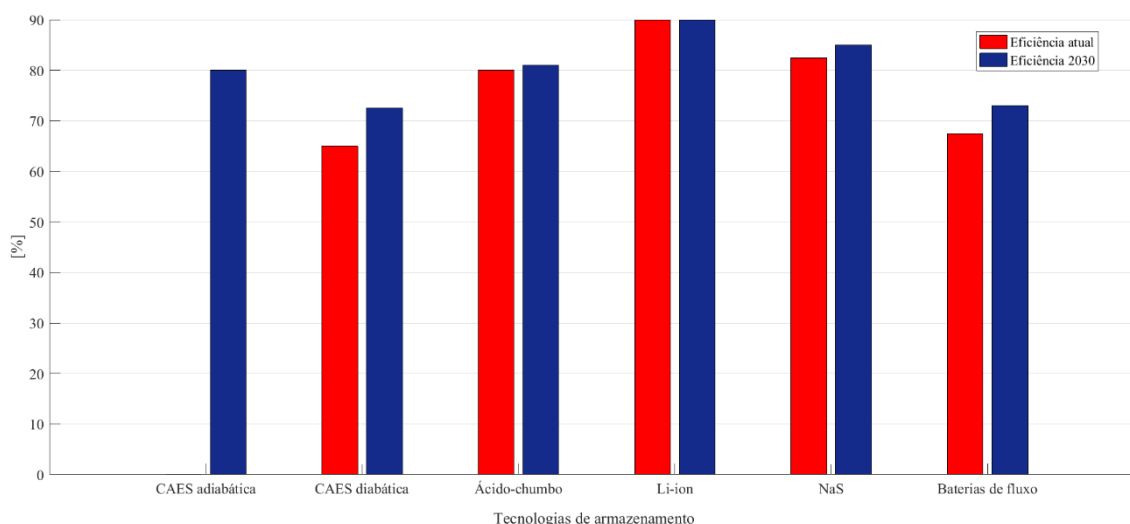


Figura 2.11 – Variação prevista da eficiência de ciclo completo atual para 2030. Fonte: [40] e [41]

Auto-descarga e tempo adequado de armazenamento

Algumas tecnologias de armazenamento, indicadas na Figura 2.12, dissipam uma certa quantidade de energia sem existir qualquer tipo de utilização do dispositivo. Esta dissipação introduz o conceito de auto-descarga, que pode ocorrer devido à perda de energia por calor ou devido a perdas eletroquímicas, no caso das baterias. Todas as tecnologias têm uma percentagem de auto-descarga diária em *stand-by*, no entanto, em alguns casos, esta auto-descarga é reduzida (auto-descarga diária inferior a 1%), como é o caso da CAES, bateria ácido chumbo, ião de lítio, NiCd e armazenamento térmico. A auto-descarga diária é um fator limitante que define o tempo máximo (tempo adequado de armazenamento) durante o qual é possível armazenar determinada quantidade de energia no sistema sem ter um decréscimo significativo da eficiência do sistema de armazenamento. O tempo adequado de armazenamento para as tecnologias com muito reduzida auto-descarga pode chegar a meses ou anos, como é o caso da PHS e células de combustível [24].

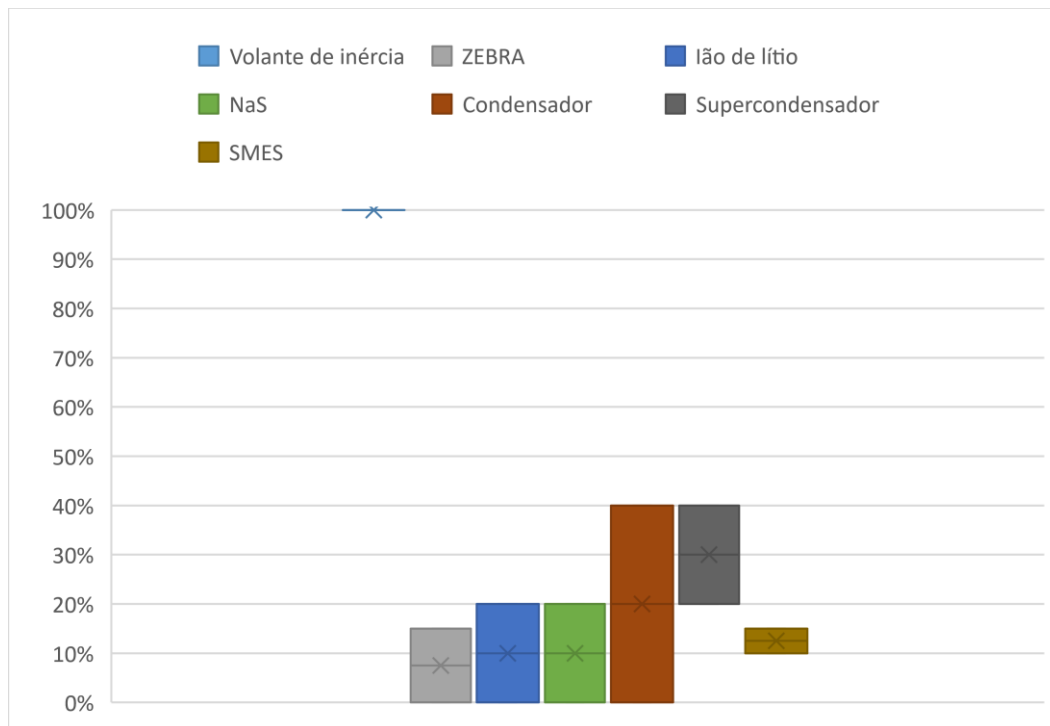


Figura 2.12 - Percentagem de auto-descarga diária das tecnologias mais influenciadas. Fonte: [24]

Tempo de vida/durabilidade

O tempo de vida é um fator que afeta o investimento total dos SAE. Para os sistemas mecânicos, elétricos, químicos e térmicos o tempo de vida é afetado devido à degradação dos componentes mecânicos, no caso dos sistemas mecânicos, ou dos componentes elétricos nos sistemas elétricos. Para os sistemas eletroquímicos, o tempo de vida varia de acordo com a DoD dos ciclos efetuados pela bateria – quanto maior for a DoD, menor o número total de ciclos que consegue efetuar. Assim, considera-se o número máximo de ciclos ou o número de ciclos por ano que o SAE consegue efetuar a uma certa DoD, até que a degradação da bateria (deterioração química) afete a performance do sistema [24].

Maturidade

O nível de maturidade das tecnologias de armazenamento está diretamente relacionado com o grau de comercialização, desenvolvimento técnico. A Figura 2.13 apresenta as tecnologias ordenadas pelo seu grau de evolução classificando-as em 4 categorias:

- Em desenvolvimento;
- Desenvolvida - em demonstração;
- Desenvolvida – em comercialização;
- Madura.

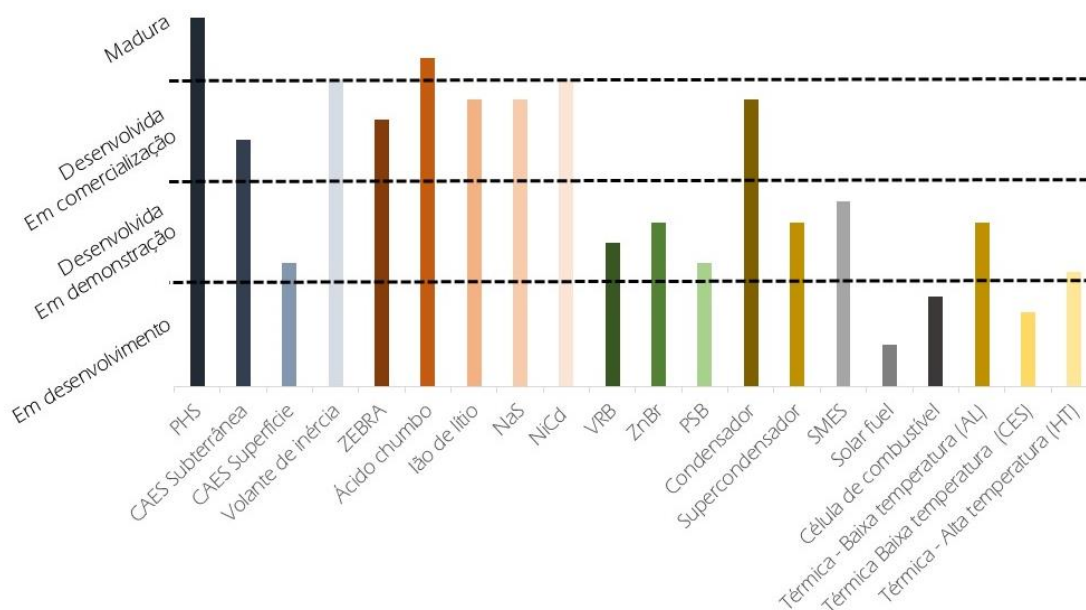


Figura 2.13 - Maturidade técnica dos diferentes SAE. Fonte: [24]

Tempo de resposta

O intervalo de tempo que um sistema de armazenamento necessita até ficar operacional/ativo e apto para descarregar energia define-se como o tempo de resposta. Para a maioria das aplicações na rede elétrica, a adequação dos SAE faz-se pela sua potência nominal e tempo de descarga. Contudo, para algumas funcionalidades, como reserva girante de emergência, o tempo de resposta é crucial.

Custos

Como qualquer outro investimento, um sistema de armazenamento é um investimento interessante quando o total de retorno excede as despesas totais. Assim, é necessário conhecer os custos associados à instalação de sistemas de armazenamento de energia, apresentados seguidamente [34].

- Custo do sistema de conversão de energia armazenada/potência instalada – em €/kW;
- Custo do conjunto de sistemas de apoio à entrega de energia ou *balance of plant* (BOP) – em €/kW. Por vezes este custo já está integrado no custo do sistema de conversão de energia;
- Custo do sistema de armazenamento de energia – em €/kWh. Este custo varia com a capacidade de armazenamento instalada;
- Custos de O&M fixos e variáveis - €/kW e €/kWh respetivamente. É o custo anual para manutenções programadas que são necessárias para manter o sistema operacional;
- Custo de substituição – em €/kWh. Algumas tecnologias, por exemplo os sistemas eletroquímicos, dependendo do tipo de utilização necessitam uma substituição periódica do equipamento, devido à degradação da bateria, sem a qual a performance do sistema fica afetada.

Os SAE, ao contrário dos geradores elétricos, apresentam, como referido anteriormente, dois componentes essenciais, a unidade de armazenamento (kWh) e a unidade de potência (kW). Dependendo do tipo de aplicação que se pretende que o SAE realize, é necessário dimensionar a quantidade de energia que armazena e a taxa a que se pretende injetar essa energia na rede. De modo a descrever o custo total de investimento de um SAE, geralmente são indicados dois custos específicos: custo por unidade de energia armazenada (€/kWh) e custo por unidade de potência injetada na rede (€/kW). No entanto existe incoerência na literatura relativamente a esta divisão. Esta divisão é normalmente utilizada para armazenamento de energia estacionário ou de larga escala.

Para os sistemas mecânicos e baterias de fluxo, é fácil compreender que o custo de energia é independente do custo de potência. Isto acontece porque, para armazenarem energia da rede e injetarem a quantidade de energia que se pretende, necessitam de ter uma capacidade de armazenamento e potência específica e integrada no mesmo sistema. Em contrapartida não é comum fazer-se esta distinção para os restantes SAE.

Assim, como a maioria dos sistemas SAE podem ser escalonados por múltiplas interligações de unidades em série/paralelo, assume-se que esta divisão de custos é aproximada para todos os sistemas [44].

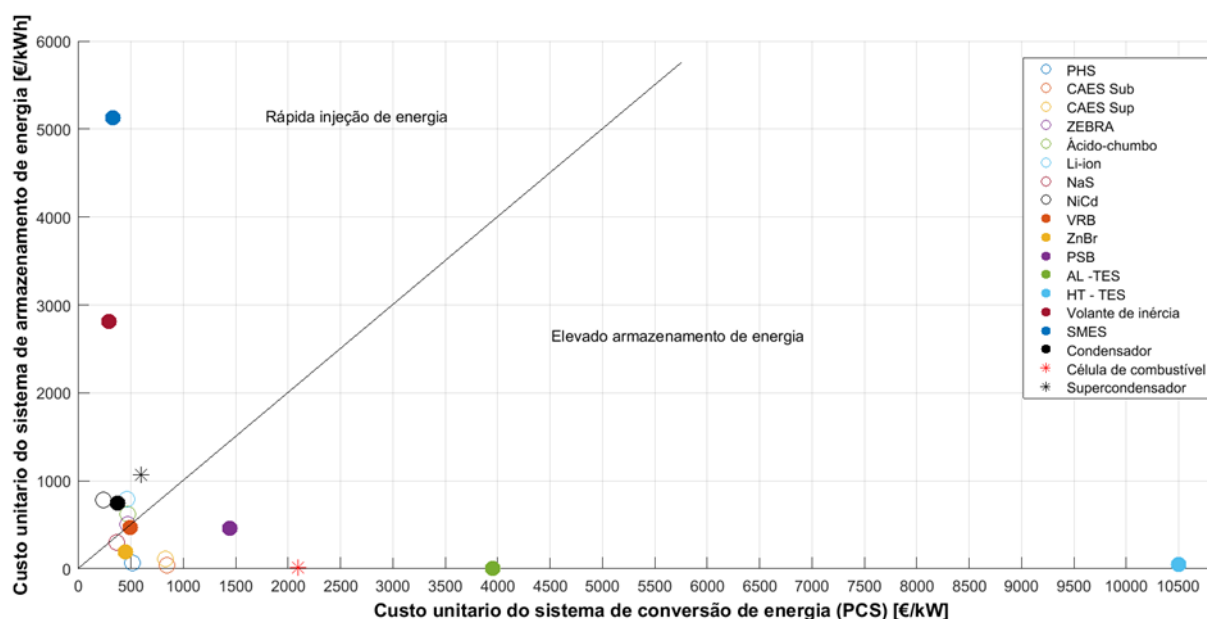


Figura 2.14 - Colocação das tecnologias de armazenamento de energia consoante o valor relativo do custo de armazenamento de energia e do custo de conversão de energia

Na Figura 2.14 representa-se o posicionamento das diferentes tecnologias no que se refere ao valor relativo atual do custo de armazenamento versus custo de conversão. Na Figura 2.15 representa-se o mesmo, mas agora com base em valores previstos para 2030. Naturalmente, as tecnologias que se encontram posicionadas perto do eixo das ordenadas são mais viáveis para armazenamento de pequenas quantidades de energia para fazer melhoria da qualidade da rede. Enquanto as que se colocam mais perto do eixo das abscissas são mais competitivas para armazenamento de larga escala.

Na Figura 2.16 está representada a redução de custos das tecnologias de armazenamento prevista para 2030. Observa-se que, para a CAES adiabática, se prevê uma redução de aproximadamente 50%, tanto no custo unitário de armazenamento, como no de PCS. O custo unitário PCS é o que apresenta menor previsão de diminuição nas baterias, exceto para as baterias de fluxo, que apresentam um aumento de 1%.

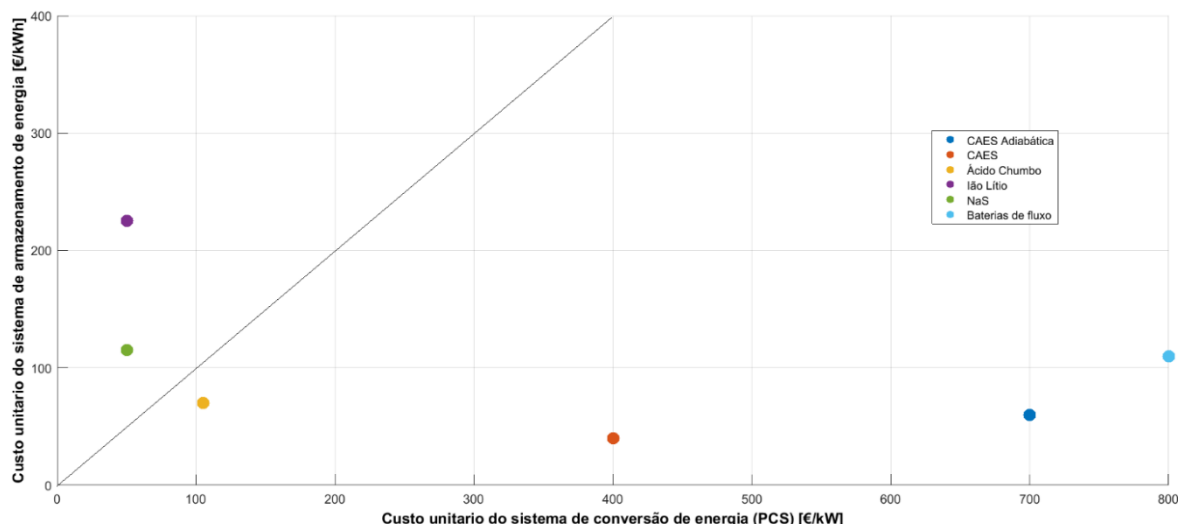


Figura 2.15 - Colocação das tecnologias de armazenamento de energia consoante o valor relativo do custo de armazenamento de energia e do custo de conversão de energia (previsão para 2030).

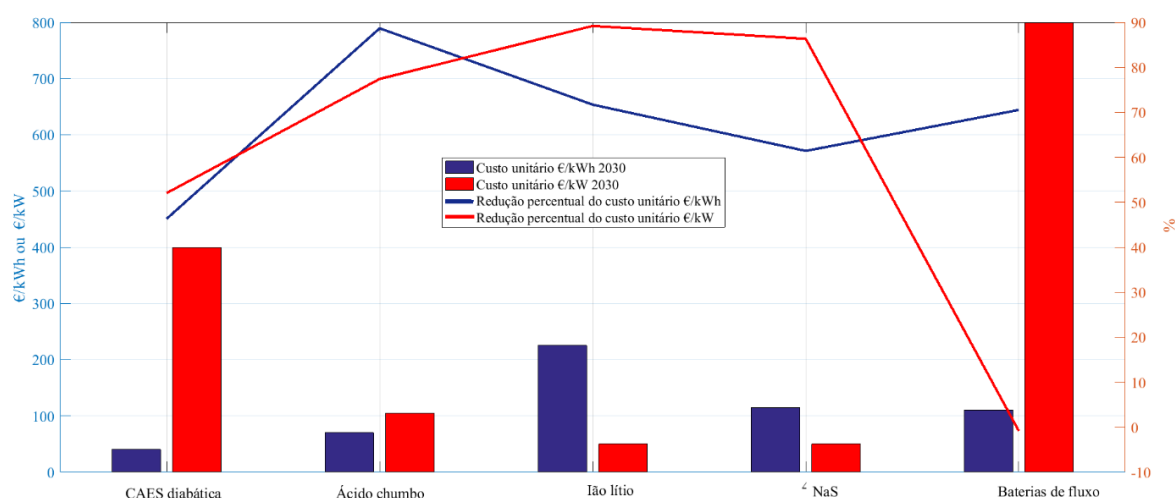


Figura 2.16 - Redução nos custos dos SAE para 2030

2.4.3. LCOS – Custo nivelado do armazenamento

De modo a escolher a tecnologia SAE mais económica para uma determinada aplicação, deve ser feita uma análise cuidada do perfil da operação esperado, e uma análise fundamentada do custo associado ao ciclo de vida. Os parâmetros mais relevantes nestas análises são apresentados na Figura 2.17.

Pela combinação do conjunto de especificações de uma tecnologia com os requisitos que determinada aplicação apresenta, é possível estimar o custo total para armazenar energia. É necessário ter em

consideração itens como os custos de operação, de manutenção e de substituição, e o impacto que a operação do sistema tem em termos de deterioração do SAE [45].

Deste modo, para integrar todos estes custos e influências, é frequente utilizar-se o custo nivelado de armazenamento, ou *levelized cost of (energy) storage* – LCOS. O LCOS permite comparar diferentes tecnologias de armazenamento que realizam o mesmo serviço, sujeitas à mesma forma de operação e aos mesmos parâmetros económicos. Deste modo, é possível realizar uma comparação tecno-económica das diferentes tecnologias [46].

O custo total de investimento traduz-se no preço de compra de um SAE. Devido ao desenho modular de certas tecnologias de armazenamento, existem vários parâmetros que avaliam os custos de investimento, que devem ser analisados com cuidado para não serem confundidos.

Neste estudo, o método utilizado para estimar o LCOS foi apresentado no estudo de *Susan M. Schoenung et al. (Economic analysis of electricity energy storage)*, no estudo de *Behnam Zakeri et al. (Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis)* e no estudo de *Piyasak Poonpun (Economic analysis of electric energy storage)*. A metodologia é descrita, seguidamente, no Capítulo 3.



Figura 2.17 - Cálculo dos custos para os SAE [45]

3. Metodologia

Neste capítulo, é apresentado o método de cálculo LCOS e os dois cenários estudados utilizados para atingir os resultados no capítulo 4.

3.1. Análise dos dados obtidos

Os dados de produção do parque eólico do Paúl da Serra fornecidos pela empresa Enervento são correspondentes a um aerogerador de 1,5 MW, da marca *Eozon*, durante o ano de 2013. Os valores são registados com um intervalo de 10 minutos, não existindo falha de registo para esta série temporal. A turbina regista várias medições, como por exemplo produção (energia injetada na rede), potência e velocidade do vento médio e potência e velocidade do vento máximo, a cada 10 minutos. É ainda registado o status de operação da turbina eólica que indica se está em funcionamento, parada ou em manutenção. Para este estudo, foi apenas incluída a energia injetada pela turbina na rede elétrica. Na Tabela 3.1 são apresentadas as especificações e a produção da turbina para o ano 2013.

Tabela 3.1 - Características e produção da turbina eólica para o ano 2013

Parâmetro	Unidade de Medida	Valor
Potência	MW	1,5 MW
NEPS	h	2026,45 h
Fator de capacidade	%	23,133
Produção anual	GWh	3,040

3.2. Cálculo do LCOS

Como referido anteriormente, foi utilizado método apresentado por *Susan M.Schoemung et al.* para estimar o LCOS.

Foram tidas em conta as seguintes premissas:

- A energia armazenada/injetada pelo SAE é igual em todos os anos de operação;
- Não foi considerada a auto-descarga do sistema para a eficiência de ciclo completo;
- A eficiência de carga é igual à eficiência de descarga.

Seguidamente são apresentadas as abreviaturas utilizadas no decorrer desta análise.

Tabela 3.2 - Abreviaturas utilizadas nas expressões de cálculo do LCOS

η_{cc} [%]	Eficiência de ciclo completo
η_{carga} [%]	Eficiência de carga
$\eta_{descarga}$ [%]	Eficiência de descarga
a [%]	Taxa de atualização
BOP [€]	Custo <i>balance of plant</i>
BOPU [€/kW]	Custo <i>balance of plant</i> unitário
C	Número total máximo de ciclos
COM [€]	Custo de operação e manutenção
CSAE [€]	Custo do sistema de armazenamento de energia
CSCE [€]	Custo do sistema de conversão de energia
CTI [€]	Custo total de investimento inicial
CTIA [€]	Custo total de investimento inicial atualizado
CTSA [€]	Custo total de substituição atualizado
CUS [€/kWh]	Custo unitário de substituição
CUSA [€/kWh]	Custo unitário de substituição atualizado
CUTI [€/kW]	Custo unitário total de investimento inicial
CUOMF [€/kW.ano]	Custo unitário de operação e manutenção fixos
CUOMV [€/kWh]	Custo unitário de operação e manutenção variável
CUSAE [€/kW]	Custo unitário do sistema de armazenamento de energia
CUSCE [€/kW]	Custo unitário do sistema de conversão de energia
D	Número de dias anuais de operação
f_r	Fator de recuperação de capital
h_d [h]	Tempo de descarga à potência nominal
h_o [h]	Número de horas de operação anuais à potência nominal
LCOS [€/kWh]	Custo nivelado da energia armazenada
n	Número de ciclos diários de carga/descarga
P_n [kW]	Potência nominal do sistema
PAE [kWh]	Produção anual de energia
t [anos]	Tempo de vida do projeto
ts [anos]	Tempo de substituição

O custo anual de um SAE consiste no custo de investimento atualizado, no custo de substituição atualizado e nos custos de operação e manutenção anuais, variáveis e fixos.

A energia anual descarregada é referida como a produção anual de energia que pode ser armazenada pelo SAE e pode ser expressa da seguinte forma:

$$PAE\left[\frac{kWh}{ano}\right] = P_n \times n \times h_d \times D \times \eta_{cc} \quad (3.1)$$

A eficiência de ciclo completo é dada por $\eta_{cc} = \eta_{carga} \times \eta_{descarga}$.

O custo de operação e manutenção unitário anual (COM) são estimados pela expressão 3.2, sendo que se assume que o DoD é igual a 1 para os sistemas que não dependem da profundidade de descarga.

$$COM\left[\frac{\text{€}}{ano}\right] = (CUOMF + \frac{CUOMV \times h_o}{DoD}) \times P_n \quad (3.2)$$

Sendo h_o obtido através da multiplicação do tempo de descarga (h_d), pelo número de dias de operação (D) e pelo número de ciclos efetuados diariamente (n).

O custo total de investimento é composto pela soma do custo do sistema de conversão de energia, do sistema de armazenamento de energia e do custo BOP, custos estes que foram explicados anteriormente no capítulo 2.

O custo total do sistema de conversão de energia é da do pela expressão 3.3.

$$CSCE [\text{€}] = CUSCE \times P_n \quad (3.3)$$

O custo total para o sistema de armazenamento de energia é estimado através da relação 3.4 para os sistemas que não dependem do DoD e pela expressão 3.5 para sistemas de armazenamento de energia que dependem do mesmo.

$$CSAE [\text{€}] = CUSAE \times P_n \times h_d \quad (3.4)$$

$$CSAE [\text{€}] = \frac{CUSAE \times P_n \times h_d}{DoD} \quad (3.5)$$

O custo BOP, caso não estejam integrados no custo SCEU, podem ser calculados utilizando a expressão 3.6.

$$BOP [\text{€}] = BOPU \times P_n \quad (3.6)$$

Deste modo, pela soma destes custos obtém-se o custo total de investimento inicial, podendo ser estimado pela expressão 3.7.

$$CTI [\text{€}] = (CSCE + BOP + CSAE) \quad (3.7)$$

Outra forma de calcular o CTI é apresentada pelas expressões 3.8 e 3.9.

$$CUTI [\text{€/kW}] = CUSCE + BOPU + \frac{CUSA \times h_d}{DoD} \quad (3.8)$$

$$CTI [\text{€}] = CUTI \times P_n \quad (3.9)$$

O custo total de investimento atualizado pode ser estimado pela seguinte expressão (3.10).

$$CTIA \left[\frac{\text{€}}{\text{ano}} \right] = CTI \times f_r \quad (3.10)$$

Onde, f_r é o fator de recuperação do capital^f.

$$f_r = \frac{a(1+a)^t}{(1+a)^t - 1} \quad (3.11)$$

Onde, a representa a taxa de atualização^g.

Para as tecnologias de armazenamento que necessitam de ser substituídas durante o tempo de funcionamento do sistema, é necessário extrapolar o custo que as substituições irão apresentar durante o tempo de vida definido para o projeto. Assim, pela expressão 3.12 é possível estimar o custo unitário de substituição atualizado para o tempo de funcionamento definido.

$$CUSA \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh.ano}} \right] = CUS \times [(1+a)^{-ts} + (1+a)^{-2 \times ts} + \dots + (1+a)^{-n \times ts}] \times f_r \quad (3.12)$$

O número de termos na expressão 3.12, dentro de parêntesis retos, será igual ao número de substituições necessárias a efetuar durante o tempo de funcionamento do sistema.

O tempo de substituição é estimado pela expressão 3.13.

$$ts = \frac{C}{n \times D} \quad (3.13)$$

O número de ciclos totais (C) é o número de ciclos que certa tecnologia consegue efetuar, a uma determinada profundidade de descarga, antes de ser necessário efetuar a sua substituição.

Assim, o custo total de substituição atualizado (CTSA) é dado pela expressão 3.14.

$$CTSA \left[\frac{\text{€}}{\text{ano}} \right] = \frac{CUSA \times P_n \times h_o}{DoD} \quad (3.14)$$

^f O fator de recuperação de capital, f_r , fornece a depreciação sofrida pelos fluxos monetários quando transferidos para o presente. Pela expressão 3.11, podemos calcular o fator de atualização do fluxo monetário para uma taxa de atualização, a , num período de t anos de uma série uniforme, com os fluxos monetários referentes ao final de cada ano.

^g Existe uma variabilidade do valor do dinheiro no tempo, ou seja, receber ou pagar uma quantia de dinheiro hoje é diferente de pagar ou receber a mesma quantia daqui a uns anos. A taxa de atualização, a , permite calcular o valor que se atribui num dado instante a um fluxo monetário ocorrente num instante diferente. A fixação da taxa de atualização reflete a escolha entre consumir hoje ou no futuro e tem em conta, entre outros fatores, a taxa de juro do mercado, a disponibilidade de capitais, o risco associado ao projeto e a inflação esperada.

Por último, o custo nivelado de armazenamento de energia (LCOS) pode ser estimado pela expressão 3.15.

$$LCOS \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{CTIA + CTSA + COM}{PAE} \quad (3.15)$$

Sabendo que o LCOS é o custo de armazenar energia ao longo do tempo de vida definido para o projeto, se a venda de energia apresentar o mesmo valor que o LCOS, o lucro no final do projeto será 0 €. No caso deste estudo, este lucro será o VAL^h, porque as receitas do projeto dependem apenas da venda de energia à rede, estando todos os custos associados ao projeto todos integrados no LCOS.

Por outro lado, este método do LCOS permite-nos estimar a tarifa a que seria necessário vender a energia armazenada para obter uma determinada TIRⁱ, percebendo-se qual o risco de investimento associado ao projeto.

3.3. Cenário 1

Este cenário explora a viabilidade económica de efetuar armazenamento de energia nas horas de vazio da ilha da Madeira para a sua venda nas horas de ponta.

Recorreu-se à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para obter as horas de maior e menor consumo da ilha, obtendo-se o regime horário apresentado na Tabela 3.3. Este regime horário está dividido no período de hora legal de verão e inverno. Existem 3 períodos de consumo: hora de vazio, hora de cheia e hora de ponta.

^h O valor líquido atualizado, conhecido pela sigla VAL é definido como a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro. Os movimentos de dinheiro, quer das receitas quer das despesas, recebe a designação de *cash flow* que é atualizado de acordo com o período de análise. O VAL é o que permite a comparação entre diversos projetos com diversos tipos de duração e retorno ao longo dos anos. A taxa de atualização tem um peso importante no cálculo do VAL, sendo que quanto maior o seu valor, menor será o VAL obtido.

Considera-se que, de acordo com os valores de VAL obtido:

- VAL > 0: o projeto é economicamente viável, ou seja, é possível cobrir o investimento inicial;
- VAL = 0: todo o investimento inicial é recuperado, no entanto não é criado um excedente, pelo que a rentabilidade do projeto é incerta;
- VAL < 0: o projeto é economicamente inviável.

ⁱ A TIR mede a rentabilidade de um projeto de investimento. Quanto mais elevada é a TIR, maior a rentabilidade do projeto. O valor da TIR é determinado a partir da fórmula de cálculo do VAL. A TIR é a taxa de atualização que anula o VAL. Um valor da TIR superior à taxa de atualização considerada no cálculo do VAL, traduz-se na capacidade de se gerar fluxos monetários positivos, pelo que se poderá dizer que o projeto pode ser economicamente viável. Quanto maior a diferença entre a TIR e a taxa de atualização, maior é a robustez do projeto face aos riscos e incertezas futuras. Por outro lado, um valor da TIR inferior à taxa de atualização revela que a rentabilidade mínima exigida não é atingida.

Tabela 3.3 - Regime horário de tarifa da ilha da Madeira.

Período de hora legal Inverno					Período de hora legal Verão			
Ponta	10h30	12h00	1,50		10h30	13h00	2,50	4,00
	18h30	21h00	2,50	4,00	20h30	22h00	1,50	
Cheia	09h00	10h30	1,50		09h00	10h30	1,50	
	12h00	18h30	6,50	10,0	13h00	20h30	7,50	10,0
	21h00	23h00	2,00		22h00	23h00	1,00	
Vazio	23h00	9h00	10,0	10,0	23h00	09h00	10,0	10,0

Sabendo as horas de vazio, é possível estimar a capacidade de armazenamento de acordo com a produção do parque eólico nessas mesmas horas. Da análise dos dados de produção obtém-se a informação necessária que permitirá estimar o LCOS para este cenário.

Depois de estimar o LCOS, é possível saber qual o diferencial de preço ($\Delta\text{Preço}$) que tem de existir entre a energia armazenada nas horas de vazio e a energia injetada nas horas de ponta para o projeto não apresentar prejuízo no tempo de vida útil considerado ($\text{VAL}=0$ €). É necessário ter em consideração que a energia que é armazenada nas horas de vazio tem um determinado valor monetário que corresponde à tarifa a que estaria a ser vendida caso não fosse armazenada. Assim, o custo da energia injetada na rede pelo SAE, será estimada pela seguinte expressão.

$$\text{Custo energia injetada}_{HP} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \text{Preço}_{HV} + \text{LCOS} \quad (3.16)$$

Através desta expressão é possível estimar o preço de venda na hora de ponta que é capaz de conferir ao projeto uma $\text{VAL}=0$ e uma TIR igual à taxa de atualização que está a ser estudada.

3.4. Cenário 2

Como referido anteriormente, a receita dos parques eólicos é atualmente estimada de acordo com a tarifa determinada pelo Decreto-Lei nº 225/2007. No entanto, no futuro, é muito provável que os parques eólicos existentes e instalados venham a deixar de beneficiar desta tarifa, começando a vender/licitar a energia produzida em regime de mercado diário.

Caso esta hipótese se torne realidade, existiria a necessidade de determinar a melhor estratégia de licitação para a maximização da tarifa. Assim, é estudada neste trabalho a utilização de sistemas de armazenamento de energia para o parque, estimando-se o aumento de retorno máximo que o produtor obtém quando licita energia armazenada no mercado diário, face ao retorno obtido apenas pela injeção de energia na rede sem armazenamento de energia. Deste modo, o retorno máximo que é possível obter será a diferença entre o retorno obtido pelo conjunto turbina/SAE e a turbina sem armazenamento, licitando a energia em regime de mercado.

A receita de um produtor eólico em regime de mercado pode ser generalizada pela seguinte expressão.

$$R_t = P_{d,t} \times w_{d,t} + w_{i,t} \times (P_{i,t} - P_{d,t}) + DP_t \quad (3.17)$$

onde, R_t é a receita total gerada pelo parque eólico, $P_{d,t}$ representa a previsão de produção de energia eólica (efetuada no dia D-1, para o dia D [MW]), $w_{d,t}$ é o preço de mercado diário dado no dia D-1 [€/MWh] para o dia D, $P_{i,t}$ é a previsão de produção de energia eólica para as sessões intradiárias [MW], $w_{i,t}$ representa o preço de mercado para cada sessão intradiária [€/MWh] e DP_t é o valor associado à penalização devida pelo desvio da produção no dia D em relação à energia licitada no dia D-1.

Quando a produção eólica entra em mercado diário, este pode incorrer em penalização devido ao desvio de produção relativamente ao que foi transmitida ao operador de mercado. A energia em excesso terá de ser vendida ao preço de reserva para baixar a produção, enquanto que a falta de energia tem de ser comprada ao preço de reserva para subir a produção, resultando numa penalização, visto que o produtor não só, não vende a energia que previu, como ainda tem de comprar a quantidade de energia em falta. As penalizações são estimadas pela expressão que se segue.

$$DP_t = \begin{cases} w^{descer} \times (P_{p,t} - P_{d,t}), & P_{p,t} > P_{d,t} \\ w^{subir} \times (P_{p,t} - P_{d,t}), & P_{p,t} < P_{d,t} \end{cases} \quad (3.18)$$

Onde, w^{descer} é o preço de energia de regulação secundária para descer, ao qual será vendido o excesso de energia produzida, em €/MWh (no caso de existir sobre geração entre produção de energia prevista, comunicada ao operador, e a energia realmente produzida), w^{subir} é o preço de energia de regulação secundária para subir, ao qual terá de ser comprada, em €/MWh (no caso de existir subgeração entre produção de energia prevista, comunicado ao operador, e a energia realmente produzida).

Como explicado anteriormente, o mercado diário de energia apresenta um preço de venda de energia diferente para cada hora do dia, pelo que, para a obtenção do máximo proveito, o armazenamento de energia tem de ser realizado quando o preço de venda é mais reduzido. De igual modo, a venda da energia armazenada deve ser realizada quando o preço é o mais elevado possível.

As simulações efetuadas nesta análise foram circunscritas apenas aos preços do mercado diário e a uma previsão perfeita da produção da turbina eólica obtendo-se a expressão simplificada.

$$R_t = P_{d,t} \times w_{d,t} \quad (3.19)$$

O aumento de retorno anual gerado pelo armazenamento de energia (R_{SAE}) será dado pela expressão 3.20.

$$R_{SAE} = R_{tarm} - R_t = (P_{da,t} \times w_{d,t}) - (P_{d,t} \times w_{d,t}) \quad (3.20)$$

Onde, $P_{da,t}$ representa a energia injetada na rede pelo sistema turbina e armazenamento.

3.4.1. Algoritmo de otimização Monte Carlo

Com este intuito, utilizou-se o modelo de otimização de Monte Carlo adaptado do estudo efetuado por *Barbour et al* em 2015. Este modelo permite estimar o limite superior de retorno que é possível obter com o deslocamento da energia produzida pela turbina das horas de menor valor para as horas de maior valor do mercado diário de energia. Foi, ainda, criado um programa com este algoritmo que permite efetuar a estimativa do LCOS para discriminar o rácio E2P mais adequado a cada tecnologia.

O algoritmo de Monte Carlo tem em conta as seguintes suposições [47]:

- O armazenamento de energia renovável não tem influência no preço de venda de energia utilizado, ou seja, o facto da produção renovável da turbina se adaptar à procura de energia elétrica, não terá impacto na alteração dos preços de mercado;
- O tempo de resposta dos sistemas de armazenamento é desprezável quando comparado com o intervalo de variação do preço *spot*;
- Considera-se que não existe erro de previsão tanto no preço de mercado como na produção da turbina eólica para o dia seguinte - previsão perfeita;
- A eficiência de carga/descarga dos SAE mantém-se constante ao longo da análise;
- Não é considerada a influência que a auto-descarga tem nos sistemas de armazenamento.

Tabela 3.4 - *Inputs* e *outputs* do algoritmo de Monte Carlo. Fonte: [47]

<i>Inputs</i>	<i>Outputs</i>
Capacidade de armazenamento [kWh] Potência de carga [kW] Potência de descarga [kW] Eficiência de carga [%] Eficiência de descarga [%] Tempo de auto-descarga [horas]	Retorno anual [€] Série de energia armazenada e injetada na rede [kWh]; Série de quantidade de energia no SAE [kWh]; Energia anual injetada na rede pelos SAE [kWh]; LCOS [€/kWh] (adaptado ao algoritmo);

Este método de otimização de Monte Carlo procura a solução que corresponde ao retorno máximo, dentro de um intervalo de soluções possíveis. Uma solução viável é definida como o bom funcionamento do sistema de armazenamento que poderia ser implementado (método iterativo) [47].

O algoritmo utiliza, um método iterativo, ou seja, através do número de iterações que o utilizador escolhe, é encontrada a solução que não pode ser mais otimizada e considera-se que se atingiu a solução ótima. Como é um algoritmo/otimização não determinística, o caminho para encontrar a solução ótima difere de simulação para simulação, mas com o número de iterações necessárias será sempre obtida a mesma solução ótima. A Figura 3.1 mostra o processo de convergência do algoritmo para o retorno anual máximo, e observa-se que o retorno anual começa a estabilizar aproximadamente a partir dos 5 milhões de iterações.

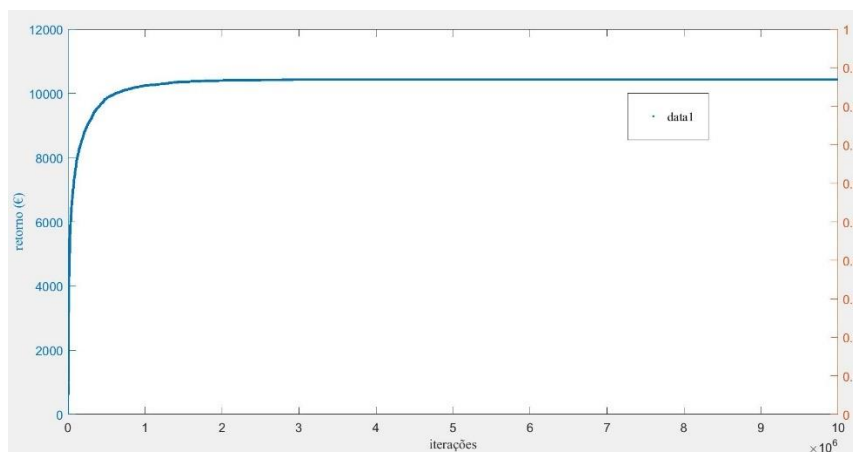


Figura 3.1 - Convergência do algoritmo consoante o número de iterações efetuadas, para um número de Bias de 1000

Ademais, foi efetuada uma validação do algoritmo que é apresentada no Capítulo 4. Esta validação consistiu na utilização de um sinal quadrado para simular a produção da turbina eólica e do preço *spot*, de seguida foram introduzidos os inputs necessários sendo que o algoritmo apresentou o resultado esperado teórico.

Este algoritmo permite prever a calendarização ótima (armazenamento/injeção na rede) do sistema de armazenamento para obter o máximo retorno possível. Diz-se que será o máximo retorno possível porque o algoritmo tem em conta que a previsão dos preços e da produção de energia eólica são perfeitas, não existindo desvios entre o preço e a produção prevista. Também, como se considera uma produção 100% previsível não existem desvios na produção, ou seja, o operador do sistema não será penalizado por essas falhas.

Utilizou-se a série temporal de 2013 dos preços praticados no mercado diário de energia, obtido através da plataforma *on-line* da REN – SIME – a qual contém o preço de mercado *spot*, em Portugal e Espanha, ou seja, o preço a que foi comprada energia elétrica pelos produtores (o funcionamento deste mercado foi explicado anteriormente no Capítulo 2 – Estado da arte). As séries temporais contém o preço da energia numa para todas as horas do ano a que se referem.

Por último, foram analisadas as penalizações em que a turbina, sem armazenamento, incorre caso a previsão de produção que efetuou não seja perfeita, foi estudado o impacto de um erro de 10%, tanto por excesso como por defeito, através de uma distribuição uniforme. A estimativa das penalizações foi efetuada com recurso à expressão 3.18. Foi, ainda, estimado o decréscimo no retorno anual da turbina caso exista um erro de previsão de 10% no preço de mercado *spot*.

De seguida é apresentado o princípio de funcionamento do algoritmo pelo qual ele se guia para obter a solução mais otimizada.

3.4.1.1. Princípio de funcionamento do algoritmo

A capacidade de qualquer SAE para produzir um retorno positivo através do deslocamento da energia eólica gerada depende da variação relativa do preço praticado na hora de venda e de armazenamento e, ainda, da eficiência de ciclo completo do sistema.

Existem duas formas de perda de energia: perdas de eficiência, que são fixas (não dependem do tempo de armazenamento) e as que são dependentes do tempo (auto-descarga). Existe perda de energia pela entrada e saída de energia no SAE. Uma vez que a energia esteja armazenada no sistema de armazenamento, existe uma taxa de perda de energia, designada como auto-descarga, como foi definido no Capítulo 2. No algoritmo utilizado apenas se consideraram as perdas de energia fixas (apresentado na expressão 3.21).

$$\Delta E_2 = \Delta E_1 \times \eta_{cc}(\Delta t) = \Delta E_1 \times \eta_{entra} \times \eta_{saí} \quad (3.21)$$

Onde, ΔE_2 é a quantidade de energia que sai do SAE no período de tempo t_2 , depois de certa quantidade de energia ter sido armazenada (ΔE_1) no período de tempo t_1 . Na expressão 3.21, a η_{entra} e $\eta_{saí}$ corresponde à eficiência de carga e descarga, respetivamente

Com a combinação destas perdas de energia, obtém-se a eficiência final do processo de armazenamento entre os períodos t_1 e t_2 , $\eta_{cc}(\Delta_t)$, onde $\Delta_t = t_1 - t_2$.

Da mesma forma, a alteração da energia armazenada ΔE_3 , no intervalo de tempo intermédio t_3 , onde $t_1 < t_3 < t_2$, é dado pela equação 3.22.

$$\Delta E_3 = \eta_{entra} \times \Delta E_1 \quad (3.22)$$

Deste modo, se o preço de venda de eletricidade no momento t_2 for superior ao preço no momento t_1 em $\frac{1}{\eta_{global} \times \Delta t}$ (fator de eficiência), então armazenar energia em t_1 e vender em t_2 permite uma adição positiva ao retorno final. Esta é a premissa que governa o algoritmo, e permite perceber se deslocar uma determinada quantidade de energia irá provocar um aumento no retorno final do sistema, depois das perdas de energia.

Como referido, o algoritmo foi adaptado para ser possível utilizar a série de produção da turbina eólica e a série de preços do mercado *spot* em 2013.

O algoritmo procura o diferencial de preço que é necessário para cobrir as perdas de energia devido à eficiência dos sistemas SAE.

$$preço(t_2) \times \eta_{global} = preço(t_1) \quad (3.23)$$

Por exemplo, para um sistema com 50% de eficiência de ciclo completo (carga e descarga), o preço de venda terá de ser 2 vezes superior ao preço em que a energia foi armazenada.

4. Apresentação e discussão de resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos para os dois cenários estudados.

4.1. Cenário 1

4.1.1. Análise atual

Neste cenário pretende-se efetuar o armazenamento da energia produzida pelo aerogerador nas horas de vazio e a respetiva venda nas horas de ponta da ilha da Madeira. Estes períodos de consumo foram referenciados anteriormente na Tabela 3.3 – Capítulo 3 - Metodologia.

O intervalo de vazio é constituído por 10 horas diárias seguidas, sem interrupções, e o intervalo de ponta perfaz na sua totalidade 4 horas ao longo do dia, divididos em intervalos de 1h30 e 2h30. Estes dois intervalos variam de acordo com o período do ano em que se encontram.

A energia produzida começará a ser armazenada às 23h00 do dia $n-1$ até às 9h00 do dia n e descarregada nos dois períodos de ponta do dia n . Como as horas de ponta estão divididas em dois intervalos, o sistema de armazenamento irá descarregar a energia armazenada possível no primeiro intervalo de ponta e a restante no segundo intervalo.

Pela análise dos dados de produção é possível calcular a energia total produzida pela turbina nas horas de vazio em cada dia através da soma da produção do aerogerador das 23h00 (do dia $n-1$) às 9h00 (do dia n). A energia armazenada neste intervalo de tempo será injetada no dia n .

Deste modo, foi possível estimar a distribuição da produção diária do parque nas horas de vazio ao longo do ano, que se representa na Figura 4.1, num diagrama de extremos e quartis. A partir destes dados foi possível calcular o número de dias que determinada produção de energia é excedida, como se representa na figura Figura 4.2. Tendo em conta que se pretende armazenar toda a energia produzida nas horas de vazio considera-se que a produção diária obtida corresponde à capacidade de armazenamento líquida^j que o SAE necessita de ter. A energia que o sistema pode armazenar não é a mesma que posteriormente irá injetar na rede devido à eficiência de ciclo completo de operação de cada tecnologia.

Nesta fase é importante referir, que quando se utiliza o termo capacidade de armazenamento necessária corresponde à capacidade líquida e não bruta que o dispositivo deve ter, ou seja, é a energia que consegue armazenar. Em sistemas nos quais, por razões técnicas, não possam ser efetuadas descargas totais ($\text{DoD} < 100\%$) o sistema terá de ser dimensionado de forma a possuir uma capacidade maior do que a apresentada. No entanto, este fator não é relevante para os cálculos em causa, uma vez que a diferença entre a capacidade máxima do sistema e a que efetivamente poderá ser utilizada, pelo facto de a DoD ser inferior a 100% será, em princípio, carregada uma única vez, no início do funcionamento da central de armazenamento.

A análise da Figura 4.1, observa-se que o aerogerador produz, nas horas de vazio de cada dia, durante 91,25 dias mais de 1031 kWh (percentil 25), durante 182,5 dias mais de 2614 kWh (mediana) e durante

^j Capacidade de armazenamento líquida porque corresponde à capacidade de armazenamento do SAE sem o sobredimensionamento devido ao DoD.

273,75 dias mais de 5449,75 kWh. O máximo de produção diária nas horas de vazio corresponde a 11 446 kWh.

Pela análise da Figura 4.2, é possível saber o número de dias que determinada produção é excedida, ou seja, sabe-se o número de dias que determinada capacidade de armazenamento estará à potência nominal no fim do período de vazio. Por exemplo, caso se pretenda utilizar um sistema com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh (correspondente à produção mediana) o sistema de armazenamento operará à sua capacidade nominal durante 183 dias e nos restantes armazena toda a produção efetuada pelo parque durante as horas de vazio, que não será, no entanto, suficiente para o carregar completamente.

Sabendo que o tempo de descarga máximo é de 4 horas, duração do período de ponta, é possível calcular a potência que será necessário instalar no sistema de armazenamento para cada capacidade de armazenamento (equação 4.1),

$$P = \frac{cap}{h_d} \quad (4.1)$$

sendo, P é a potência nominal do sistema, Cap é a capacidade de armazenamento e h_d o tempo de descarga (4 horas). Assim, por exemplo, para a capacidade de armazenamento de 2614 kWh a potência do sistema será de 653,5 kW. Estes valores de potência encontram-se igualmente representados na Figura 4.2.

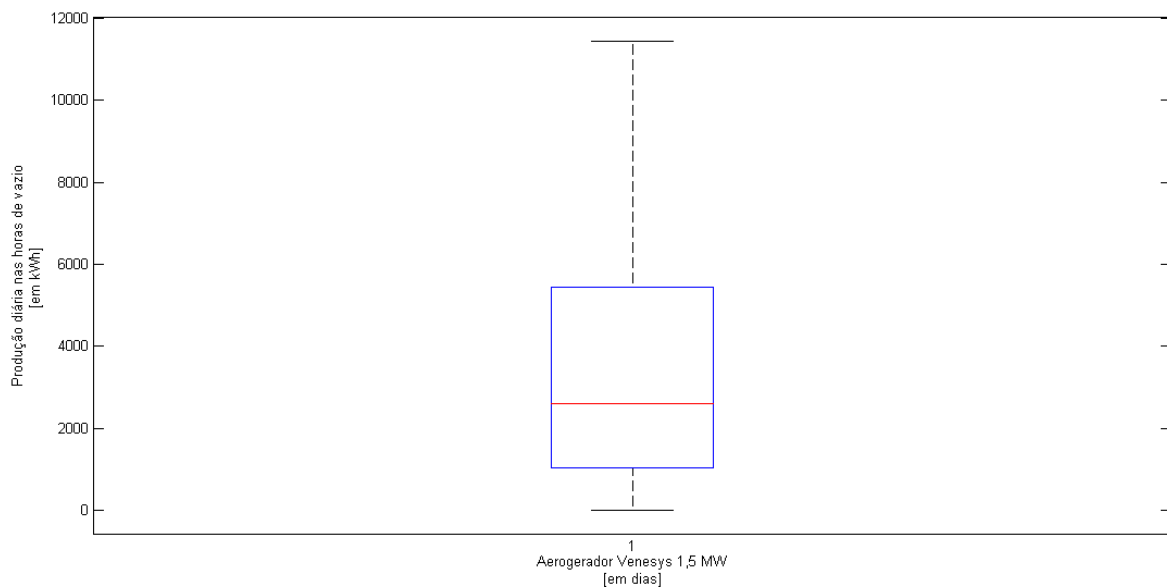


Figura 4.1 - Diagrama de extremos e quartis da produção diária de energia do aerogerador durante as horas de vazio

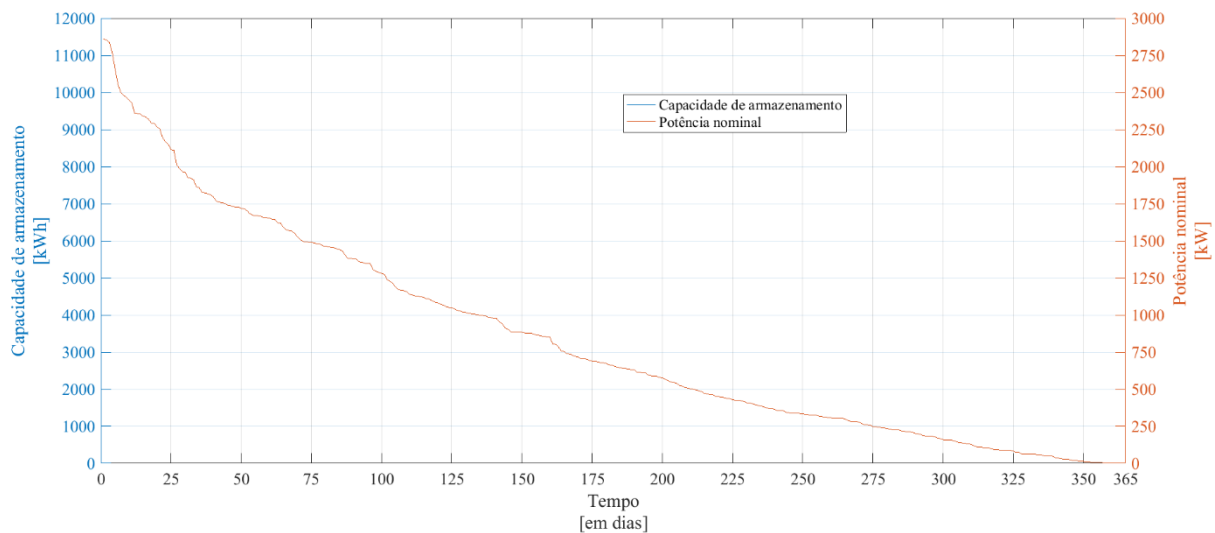


Figura 4.2 - Curva anual da capacidade de armazenamento e potência necessárias

Pela observação do gráfico apresentado na Figura 4.2, é possível estimar o número de horas de operação anual e a energia anual armazenada para cada capacidade de armazenamento de energia, Figura 4.3 e Figura 4.4 respetivamente. É importante referir que o SAE, apenas quando está totalmente carregado, necessita de um tempo de descarga igual a 4 horas. Caso não esteja a operar à capacidade de armazenamento máxima, o que acontecerá nos dias seguintes àqueles em que a produção eólica não é suficiente durante o período de vazio para carregar completamente o sistema, o SAE irá descarregar a energia armazenada num período inferior a 4 horas, visto que foi concebido com um rácio E2P de 4h. Assim, para o cálculo das horas anuais de operação este fator também foi tido em conta.

A análise da figura 4.3 permite concluir que, como esperado, a energia armazenada anualmente atinge um ponto de saturação, a partir do qual não fará qualquer sentido aumentar a capacidade de armazenamento. Este comportamento resulta da potência do aerogerador e do regime de produção local durante o período de vazio.

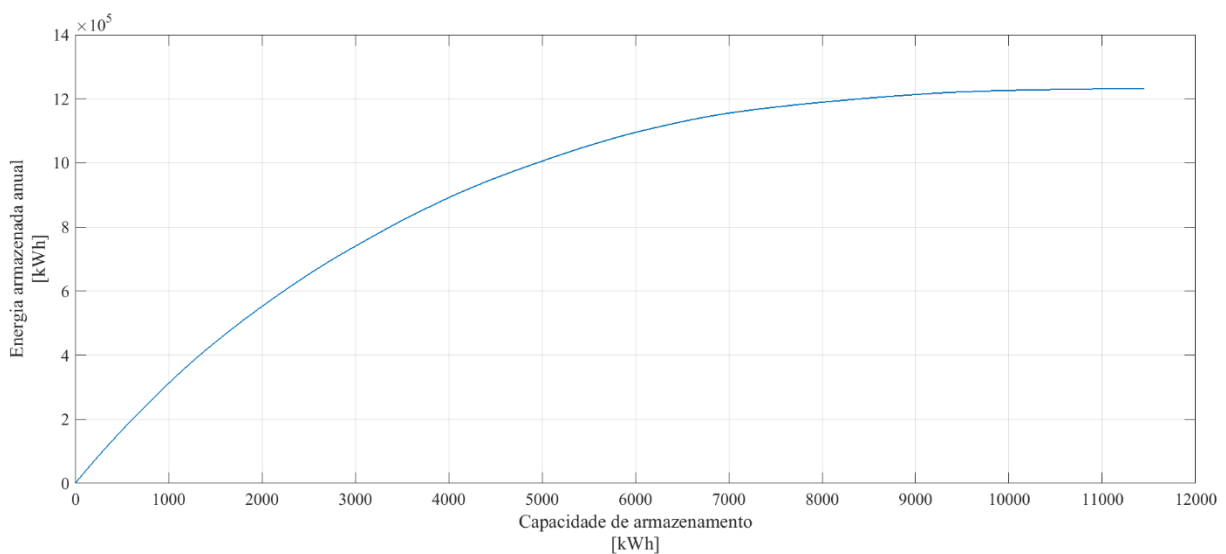


Figura 4.3 - Energia anual armazenada anualmente por cada capacidade de armazenamento dos SAE

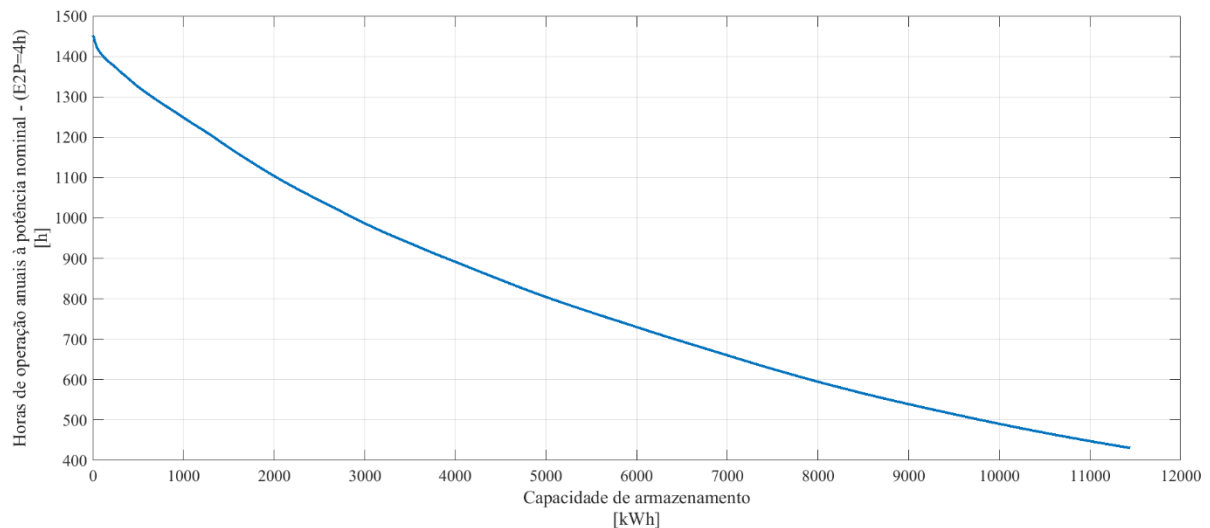


Figura 4.4 - Número de horas anuais de operação à potência nominal por cada capacidade de armazenamento dos SAE

De seguida, foi estimado o custo unitário de investimento inicial para cada tecnologia, pela expressão 3.8. O resultado encontra-se na Figura 4.5, onde é discriminada a variação deste custo para cada tecnologia.

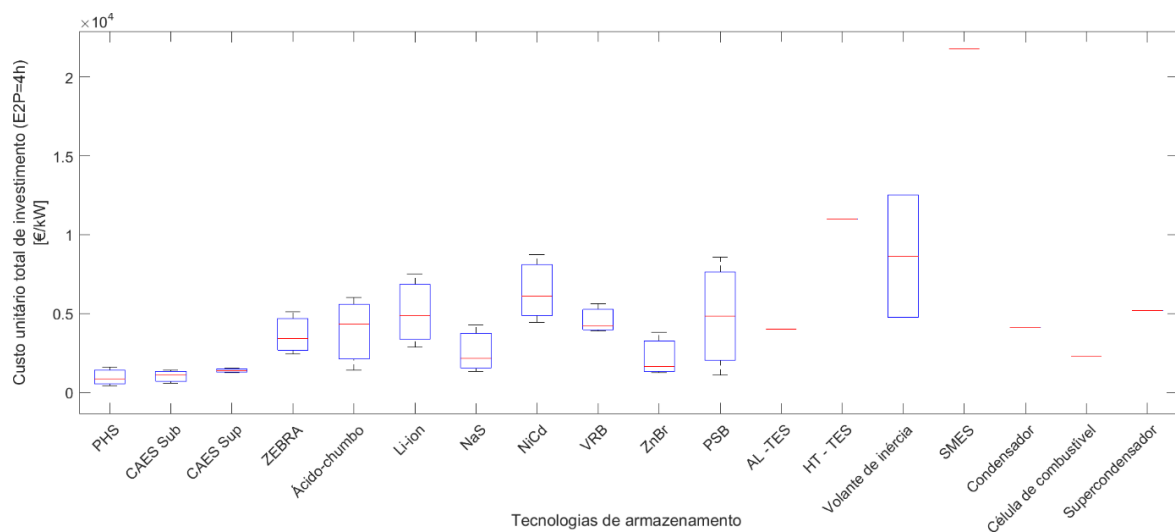


Figura 4.5 - Custo unitário total de investimento para cada tecnologia.

Foi, também, calculado o custo total de investimento para cada tecnologia com recurso à expressão 3.9, utilizando a potência necessária para cada capacidade de armazenamento.

Por sua vez, foi estimado o custo anual de operação e manutenção, através das expressões 3.2 e 3.3.

Para os SAE nos quais o tempo de substituição é influenciado pelo modo de operação, é possível saber quantos ciclos realizam anualmente. Considerou-se que efetuam 364 ciclos por ano, com um DoD de 80%, porque foram sobredimensionados em 20%. Assim, é possível estimar o período de substituição de cada tecnologia, pela expressão 3.13. Na Figura 4.6, é apresentado o tempo de substituição necessário para cada tecnologia.

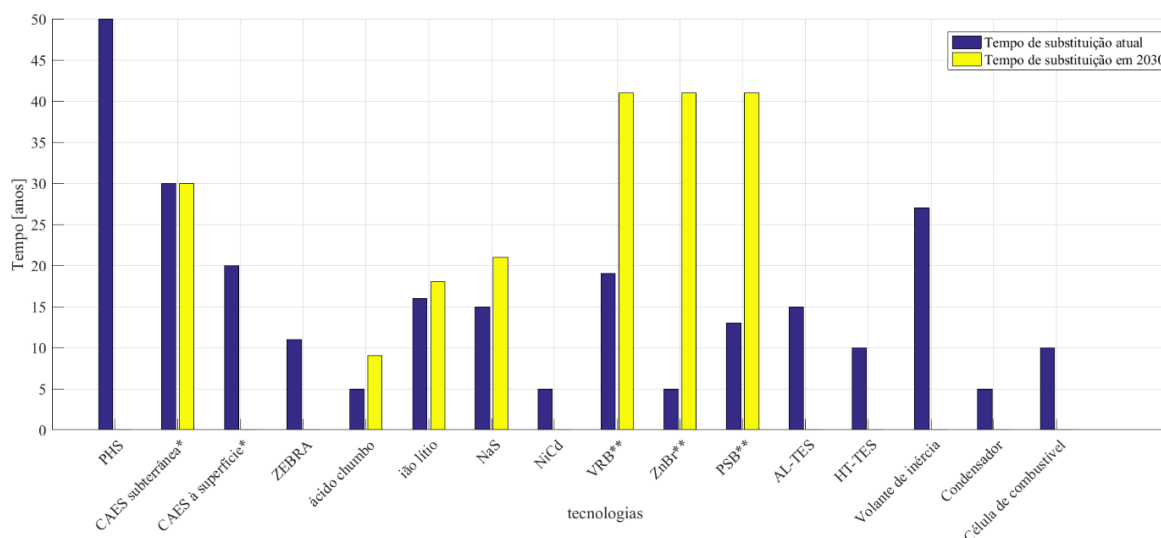


Figura 4.6 - Tempo de substituição necessário para cada tecnologia de acordo com o regime de operação deste cenário (atual e previsto para 2030)

Estimou-se, ainda, o custo de substituição atualizado das tecnologias que necessitam de ser renovadas no tempo de vida útil definido para o projeto. Este e o custo total de investimento atualizado, como foi explicado no capítulo 3, dependem de fatores económicos como o tempo de vida do projeto e a taxa de atualização. Deste modo, foi realizada uma análise de sensibilidade com o intuito de estudar a influência destes dois fatores no LCOS dos SAE. São apresentados no Anexos 7.3, gráficos em 3 dimensões, que apresentam a variação do LCOS consoante a taxa de atualização e o tempo de vida varia para uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Observa-se que o aumento da taxa de atualização, provoca o aumento do LCOS enquanto que o aumento do tempo de vida do projeto, diminui o LCOS.

Numa análise mais sucinta, fez-se um estudo onde se utilizaram os seguintes parâmetros:

- Capacidade de armazenamento – 1031 kWh (percentil 25%), 2614 kWh (percentil 50%) e 5503 kWh (percentil 75%);
- Taxa de atualização – 5%, 10% e 15%;
- Tempo de vida do projeto – 15 anos, 20 anos e 25 anos.

Os resultados obtidos, para cada tecnologia, são apresentados nas tabelas que se encontram no Anexos 7.4.

Na Tabela 4.1 é apresentada a energia anual deslocada da turbina eólica para o sistema de armazenamento. Na Figura 4.7 é apresentada a percentagem desta energia injetada anualmente na rede elétrica e a que é perdida devido à eficiência de ciclo completo de cada tecnologia SAE.

Tabela 4.1 - Energia anual retirada à turbina para cada capacidade de armazenamento estudadas.

Capacidade de armazenamento	Energia anual retirada à turbina
1031 kWh – E2P = 4h	320,655 MWh
2614 kWh – E2P = 4h	673,489 MWh
5503 kWh – E2P = 4h	1054,058 MWh

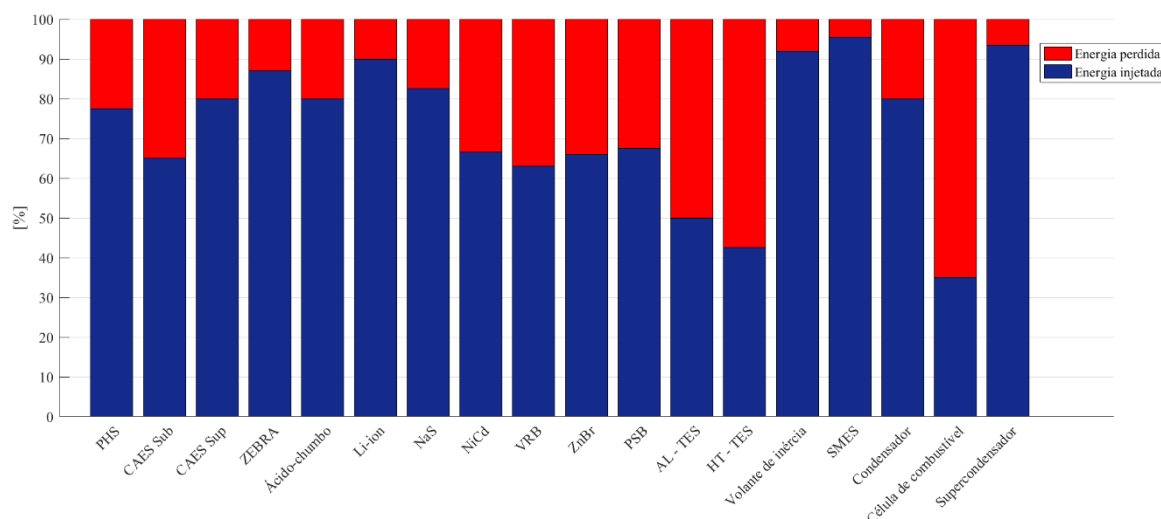


Figura 4.7 - Energia anual injetada (azul) e perdida (vermelho) pelos diferentes SAE.

Da análise efetuada, observa-se que, para a mesma capacidade de armazenamento, existe uma diminuição do LCOS quando o tempo de vida aumenta e um aumento do LCOS devido ao aumento da taxa de atualização. Esta variação no LCOS é igual para todas as capacidades de armazenamento estudadas. Ou seja, independentemente da capacidade de armazenamento do SAE, existirá sempre a mesma diminuição/aumento no LCOS com a variação do tempo de vida/taxa de atualização.

Assim, para todas as tecnologias, existe um aumento no LCOS de 20% quando se aumenta a capacidade de armazenamento de 1031 kWh para 2614 kWh, e um aumento de 34% de 2614 kWh para 5503 kWh, para a mesma taxa de atualização e tempo de vida do projeto. Por exemplo, de 1031 kWh (taxa=5% e tempo de vida 15 anos) para 2614 kWh (taxa=5% e tempo de vida 15 anos), existe um aumento de 20% no LCOS.

De seguida são apresentados os resultados por cada grupo de tecnologia SAE.

4.1.1.1. Sistemas mecânicos

Através da Figura 4.8, é possível comparar estas tecnologias e concluir que a PHS é a que apresenta um LCOS mais reduzido seguindo-se a CAES subterrânea, CAES à superfície e por último o volante de inércia.

O volante de inércia apresenta um LCOS muito elevado, visto que esta tecnologia é destinada a injetar energia num curto intervalo de tempo, não possuindo tendo capacidade para armazenar uma grande quantidade de energia, o que torna o custo do armazenamento de energia excessivamente dispendioso (Figura 2.14). Este sistema, apresenta, contudo, uma elevada eficiência, sendo o que menos energia perde no ciclo completo. No entanto, não pode ser utilizada para o deslocamento de energia, uma vez que o seu tempo de descarga máximo é cerca de 15 minutos, para além disso, apresenta uma auto-descarga muito elevada.

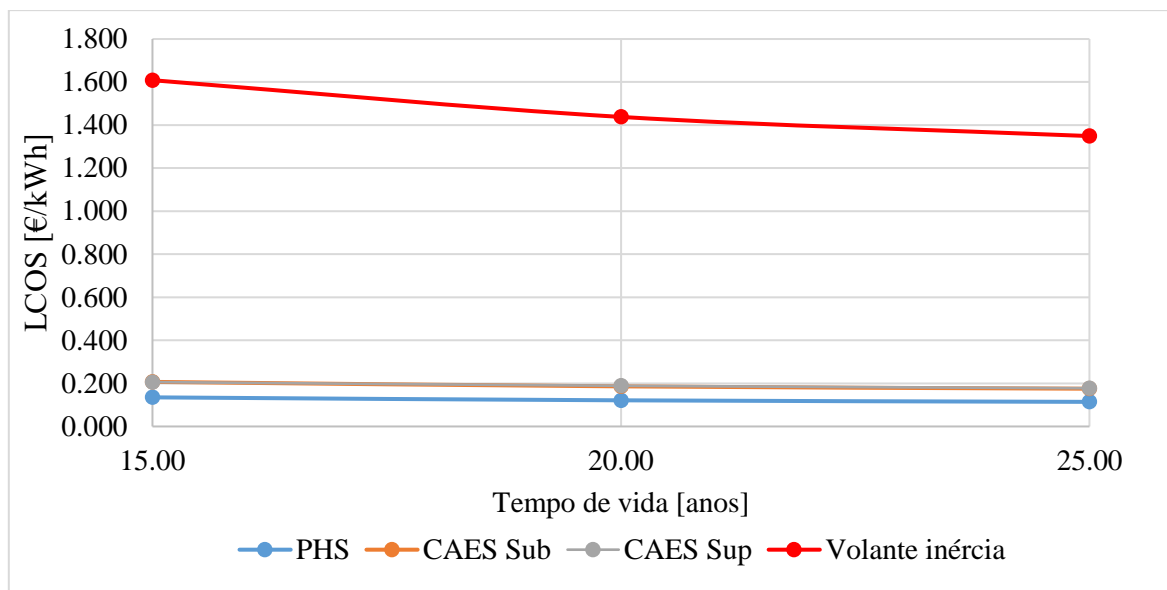


Figura 4.8 - LCOS estimado para as tecnologias mecânicas, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

4.1.1.2. Sistemas eletroquímicos

Os sistemas eletroquímicos considerados no presente estudo são as baterias secundárias e de fluxo. Dentro destas, o SAE com menor LCOS é a bateria de NaS (bateria secundária), seguida pela bateria brometo de zinco (bateria de fluxo).

Baterias secundárias

Entre as baterias secundárias, destacam-se a bateria de NaS (menor LCOS de todas as baterias secundárias) e ZEBRA. O LCOS varia entre 198 €/MWh e 369 €/MWh para a bateria NaS e para a bateria ZEBRA varia entre 313 €/MWh a 620 €/MWh.

A bateria NaS apenas precisa de ser substituída ao fim de 15 anos. Apesar de apresentar uma eficiência mais reduzida do que a bateria de ião de lítio (maior eficiência dentro deste tipo de tecnologia) e do que a bateria ZEBRA consegue apresentar um LCOS inferior a estas duas tecnologias. De facto, observando a Figura 2.14, a bateria NaS é a que se encontra do lado das tecnologias apropriadas para armazenamento de energia, estando a bateria de ião de lítio e ZEBRA do lado das tecnologias com menor custo para potência e maior custo para aplicações que necessitam de elevada capacidade de armazenamento.

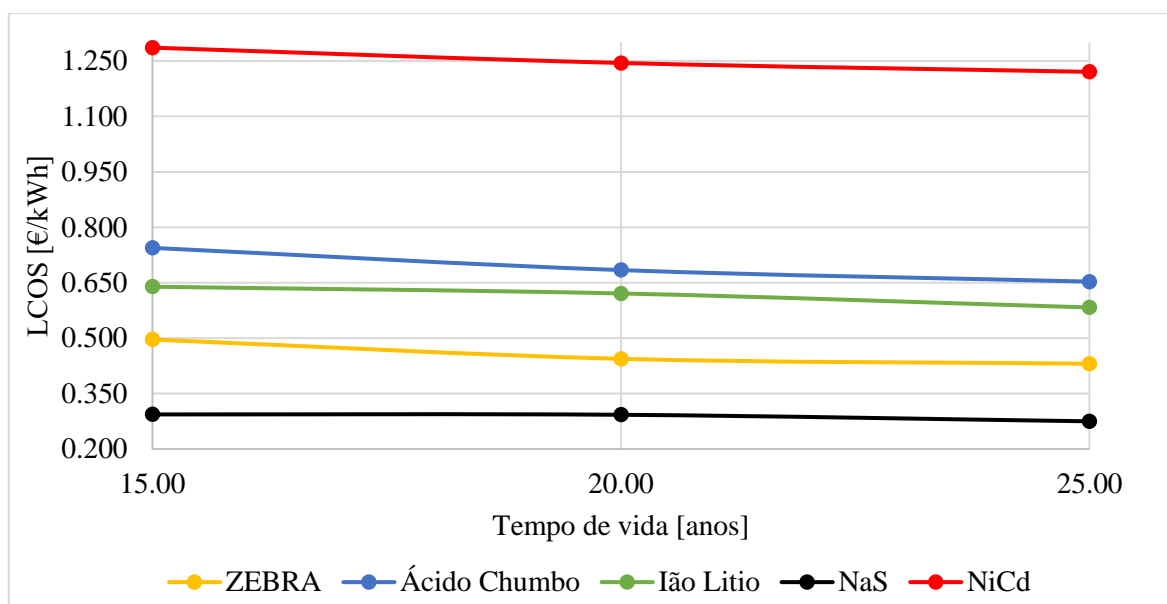


Figura 4.9 - LCOS estimado para as baterias secundárias, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

Baterias de fluxo

As baterias de fluxo não são influenciadas pela profundidade de descarga. A bateria ZnBr é a bateria que apresenta menor LCOS para os casos estudados, apenas superior à bateria NaS. O custo da bateria ZnBr é reduzido e adapta-se ao cenário estudado, na medida em que é viável para ser utilizada para armazenamento de energia (Figura 2.14). O facto desta tecnologia não ter um menor custo que a bateria de NaS prende-se na questão de terem de ser efetuadas substituições a cada 6 anos, contrastando os 15 anos da bateria sódio enxofre e, ainda, pelo facto da eficiência da bateria ZnBr (66%) ser mais reduzida que a da bateria de NaS (82,5%).

Estas baterias apresentam custos mais reduzidos em relação à capacidade de armazenamento que as baterias secundárias, mas têm uma eficiência mais reduzida na ordem dos 65%.

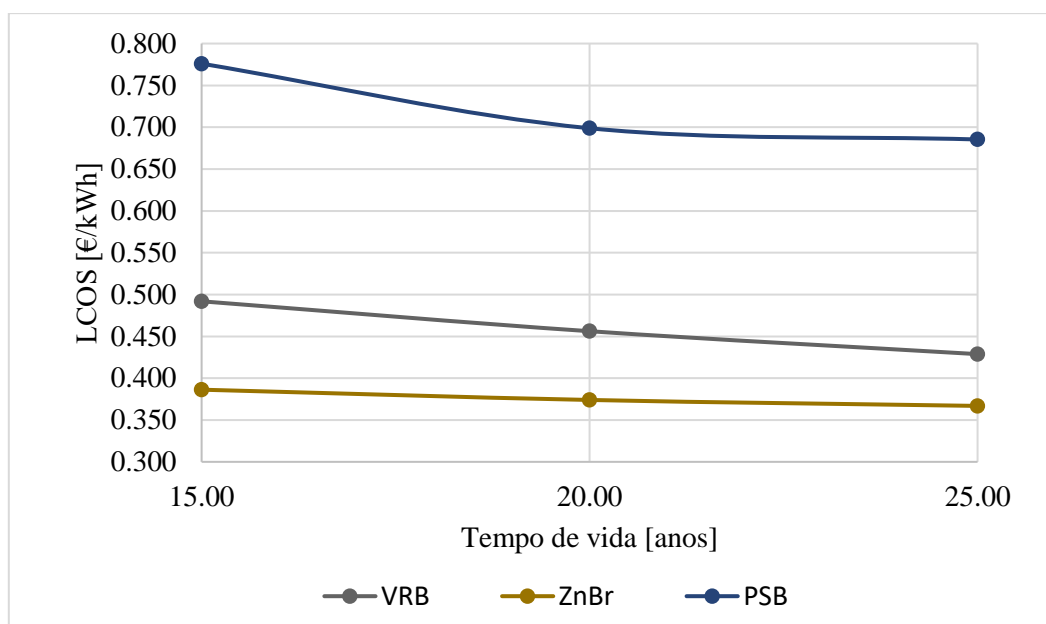


Figura 4.10 - LCOS estimado para as baterias de fluxo, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

4.1.1.3. Sistemas elétricos e eletromagnéticos

Na Figura 2.14, é possível observar que estas tecnologias se adequam a aplicações que necessitam de rápida injeção de energia na rede sendo que o condensador e o SMES são os que têm o LCOS mais elevado.

O condensador necessita de ser substituído de 5 em 5 anos e é o que tem a menor eficiência, quando comparado com o SMES e o supercondensador. Assim, é evidente que este apresenta um LCOS maior do que o supercondensador, que apesar de ter um custo de investimento superior não necessita de ser substituído.

Embora o SMES seja a tecnologia com maior eficiência, é o que apresenta um LCOS superior porque o seu custo para armazenamento de energia é o mais elevado.

Contudo, nenhuma destas tecnologias pode ser utilizada uma vez que não têm capacidade para armazenar elevada quantidade de energia, apresentando por isso um rácio E2P máximo de 1 hora para o condensador e supercondensador, e 30 minutos para o SMES. Assim, é possível aferir que o custo destes sistemas para utilizar numa aplicação com um E2P de 4 horas é muito elevado.

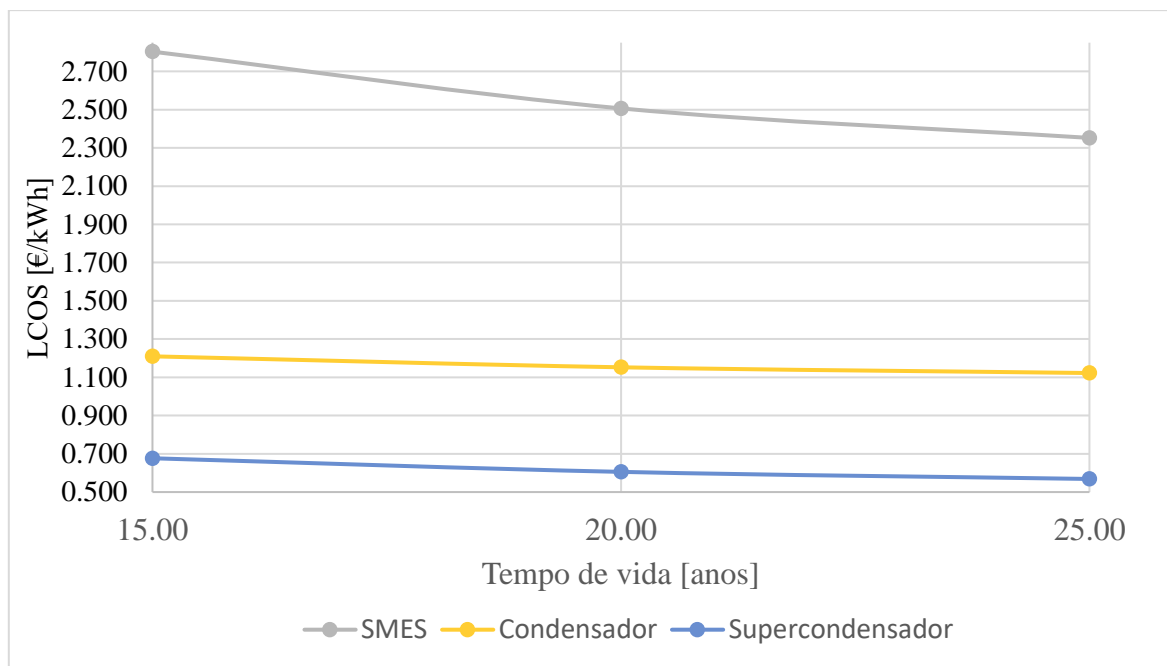


Figura 4.11 - LCOS estimado para os SAE eletromagnéticos, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

4.1.1.4. Sistemas térmicos e químicos

De todos os SAE, os sistemas térmicos são os que apresentam maior LCOS porque são sistemas que devem ser utilizados para um armazenamento de energia muito elevado com um tempo de descarga de dias ou meses. Assim, apesar do reduzido custo pelo armazenamento de energia apresentam um elevado custo para injetar, de forma rápida, energia na rede elétrica. O mesmo acontece com as células de combustível. Na Figura 4.12 apresentam-se os resultados estimados para estas tecnologias.

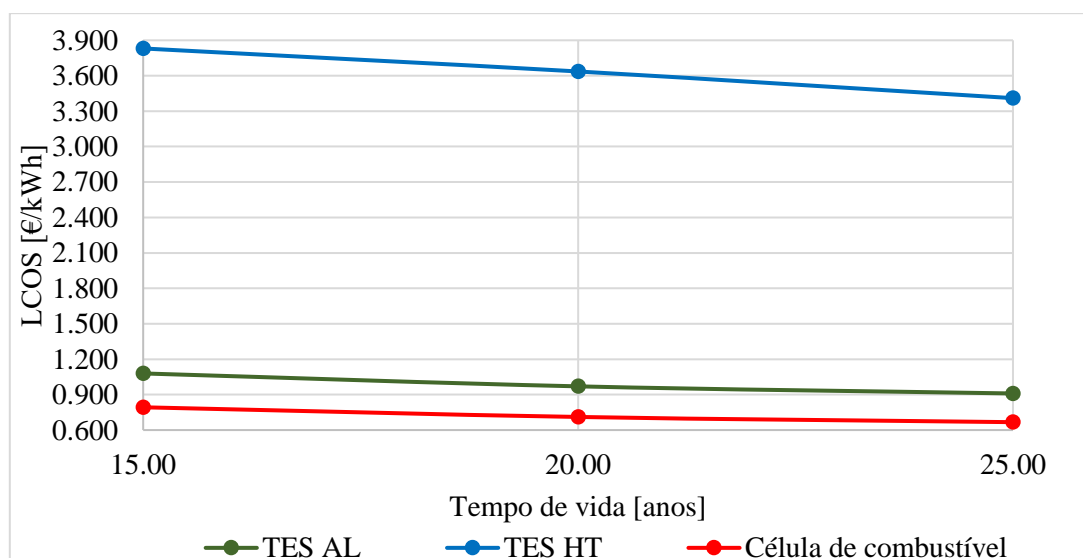


Figura 4.12 - LCOS estimado para os SAE térmicos e químicos, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

4.1.2. Análise para 2030

Tendo em atenção a evolução prevista para as diferentes tecnologias de armazenamento, realizou-se um estudo semelhante, mas agora utilizando as características tecno-económicas das tecnologias previstas para o ano 2030, tendo-se obtido os resultados que se representam na Figura 4.13.

A previsão para 2030 aponta no sentido de que a CAES adiabática e a bateria ácido chumbo serão as tecnologias mais económicas. Todas as tecnologias apresentam uma redução significativa no LCOS em relação à análise atual.

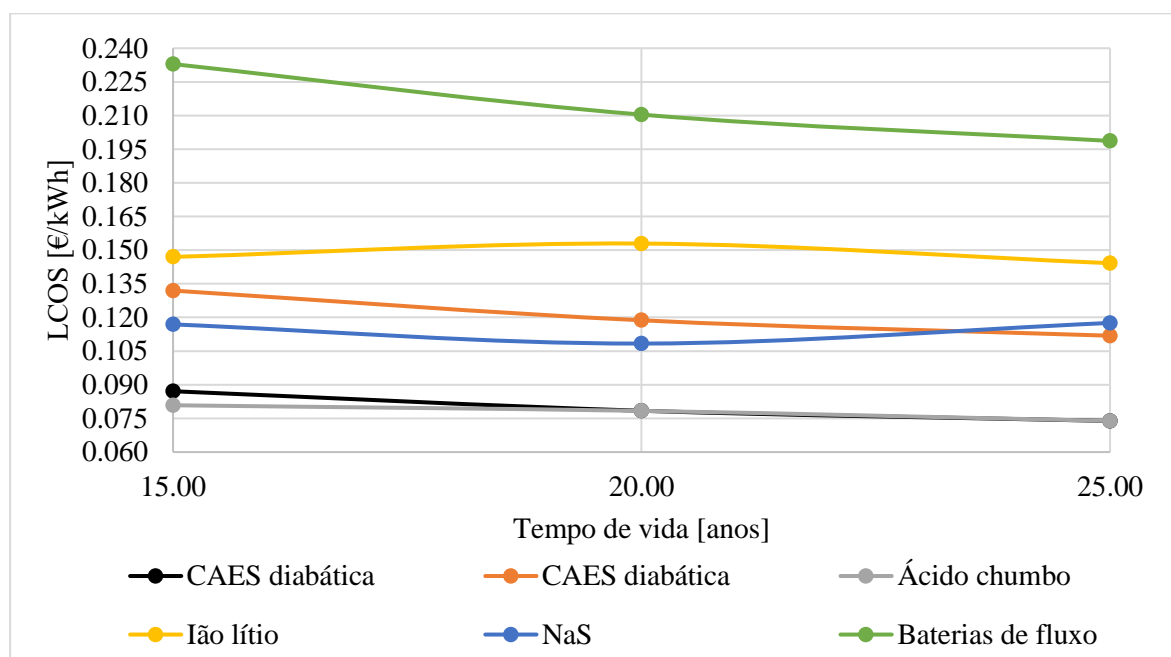


Figura 4.13 - LCOS estimado para os SAE no ano 2030, com uma taxa de atualização de 10% e capacidade de armazenamento de 2614 kWh.

4.1.3. Risco de investimento

Como explicado no capítulo 3 – Metodologia, de modo a que um investimento seja seguro este deve apresentar uma TIR elevada (normalmente superior a 10%). Assim, é apresentado o LCOS para cada tecnologia com uma taxa de atualização de 15 %, um tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh.

O custo de venda nas horas de ponta da energia armazenada varia de acordo com o custo de venda da energia nas horas de vazio, período em que a energia produzida pela turbina está a ser armazenada, ao invés de ser vendida à rede. Através das Figura 4.14 e Figura 4.16, e pela expressão 3.16, é possível estimar o valor de venda de energia à rede, de modo a que o projeto apresente uma TIR de 15%, para a análise atual e 2030, respetivamente.

A título de exemplo, no caso da bateria de NaS, se a energia que é armazenada nas horas de vazio estivesse a ser vendida a 50€/MWh, para o projeto apresentar uma TIR de 15% a energia injetada na

rede teria de ser vendida a 426€/MWh, sendo a soma entre os 376 €/MWh (estimados para o LCOS da bateria de NaS) e os 50€/MWh. Para o ano de 2030, considerando a mesma bateria e a mesma tarifa de venda nas horas de vazio, a energia injetada teria de ser vendida a 161 €/MWh (LCOS de NaS para 2030) mais 50€/MWh, ou seja, 211€/MWh.

Comparando todos os SAE, as tecnologias mais viáveis economicamente seriam a PHS, CAES subterrânea e à superfície (Figura 4.14). Estas tecnologias são seguidas pelas baterias de NaS e de ZnBr que, por serem sistemas modulares e de fácil montagem, podem ser uma solução para locais com relevo acentuado.

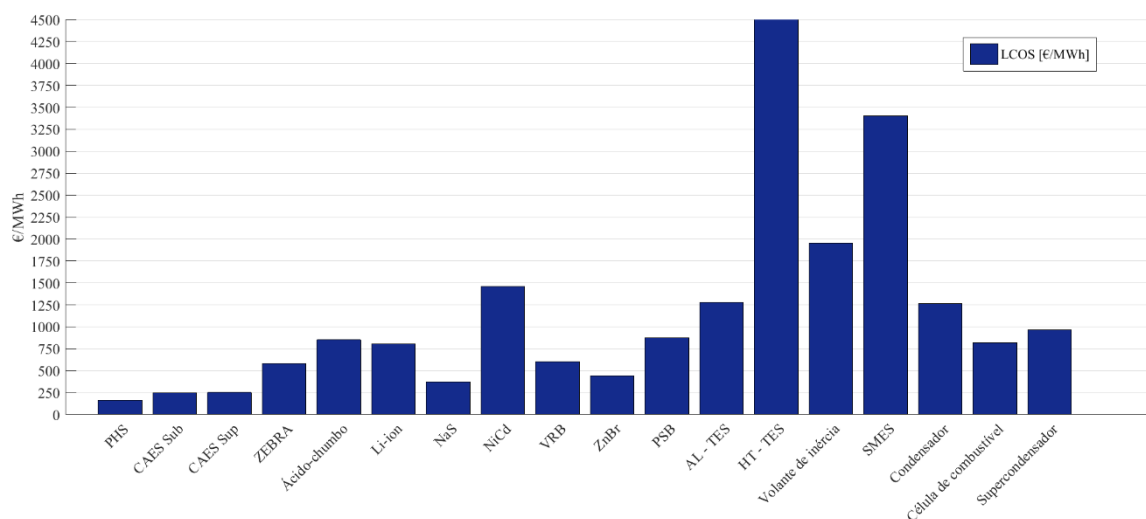


Figura 4.14 - LCOS para uma taxa de atualização de 15%, 20 anos de tempo de projeto e 2614 kWh.

A Figura 4.15 apresenta o peso que o custo de investimento, o custo de operação e manutenção e o custo de substituição têm no cálculo do LCOS, para um tempo de vida de 20 anos, taxa de atualização 15% e tempo de projeto de 20 anos. Para as tecnologias mecânicas, o custo de investimento é aquele que tem maior peso, sendo que a operação e manutenção apenas representam cerca de 3% do LCOS. O custo de substituição é maior nas baterias de ião de lítio, de níquel cádmio, de brometo de zinco e ainda para os condensadores.

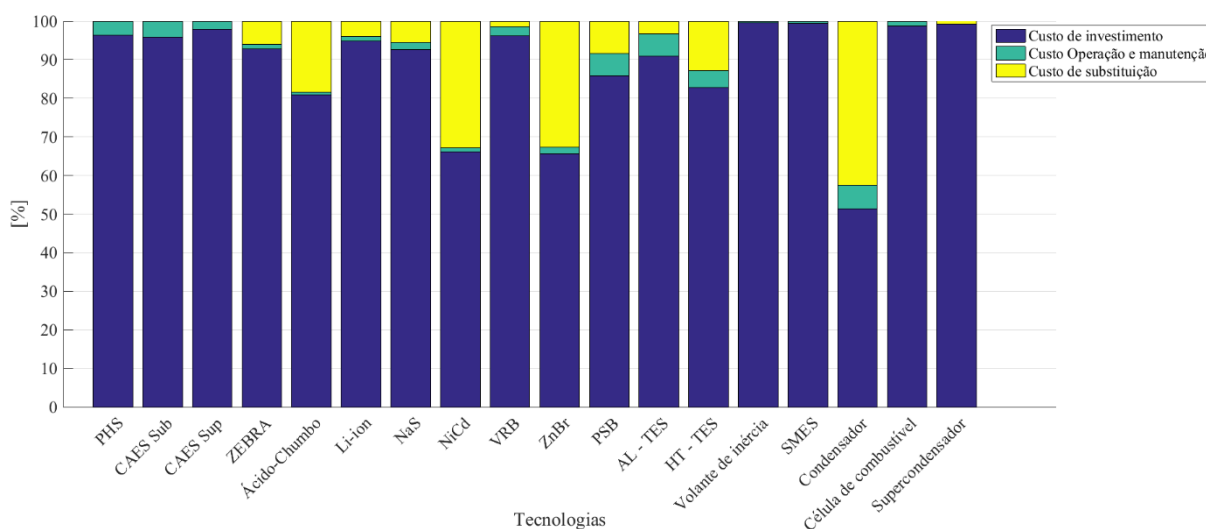


Figura 4.15 - Peso do custo de investimento, operação e manutenção e custo de substituição.

Em 2030, a CAES diabática e a bateria ácido chumbo serão as mais viáveis apresentando um LCOS inferior à PHS atual (visto que é considerada uma tecnologia madura), Figura 4.14 e Figura 4.16.

Para o ano 2030 para as baterias de NaS e as de fluxo, uma vez que estas não necessitam de substituição ao fim de 20 anos, o custo de substituição não tem peso no LCOS. Observa-se uma redução no custo de substituição da bateria ácido chumbo, devido ao aumento no número de ciclos (Figura 4.6).

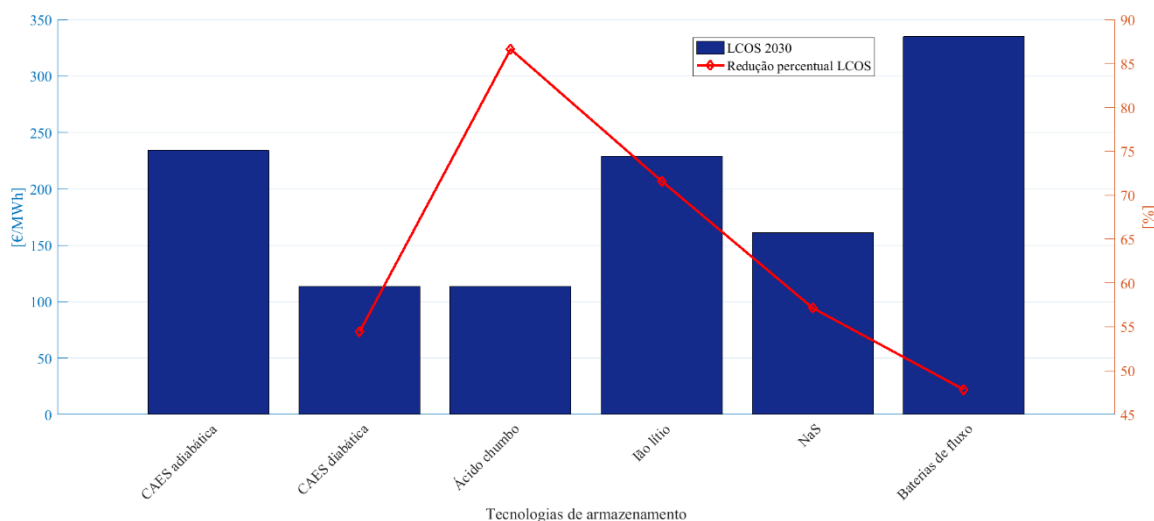


Figura 4.16 - LCOS previsto para 2030 com uma taxa de atualização de 15%, 20 anos de tempo de projeto e 2614 kWh barras azuis. Redução percentual do LCOS estimado para 2030 em relação ao LCOS atual estimado (linha a vermelho).

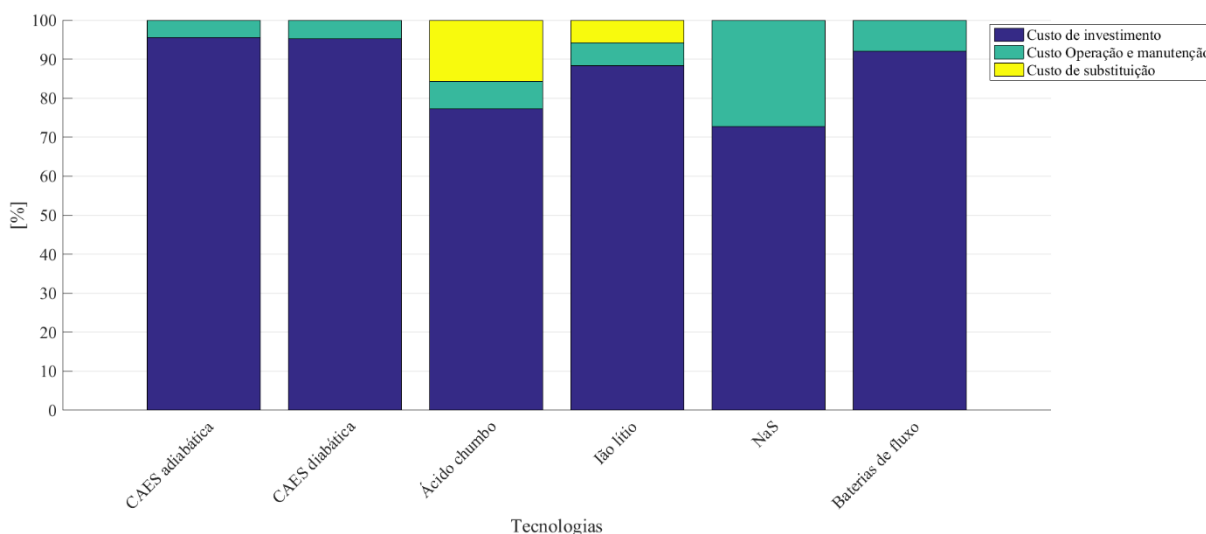


Figura 4.17 - Peso do custo de investimento, operação e manutenção e custo de substituição, previstos para o ano 2030

4.2. Cenário 2

Considerando apenas a venda direta à rede da energia produzida pela turbina no mercado de energia diário em 2013, com uma previsão perfeita tanto de produção como de preço, a turbina apresentaria uma receita anual de 130 809,5 €.

A Figura 4.18 representa a série de produção da turbina e a série de preços mercado *spot*. A Figura 4.19 apresenta a mesma série temporal, mas para os dois e meio primeiros dias do ano das 00h00 do dia 1 de janeiro às 12h00 do dia 2 de janeiro. Esta última figura mostra que, em geral, o preço spot varia desfasadamente da produção da turbina, o que significa que existe, em princípio, alguma margem para otimização da receita anual anteriormente referida com recurso a um sistema de armazenamento que permita deslocar temporalmente a injeção de energia.

Antes da utilização do algoritmo de otimização de Monte Carlo referenciado e explicado no Capítulo 3, foi feita uma validação do mesmo, a qual é apresentada seguidamente.

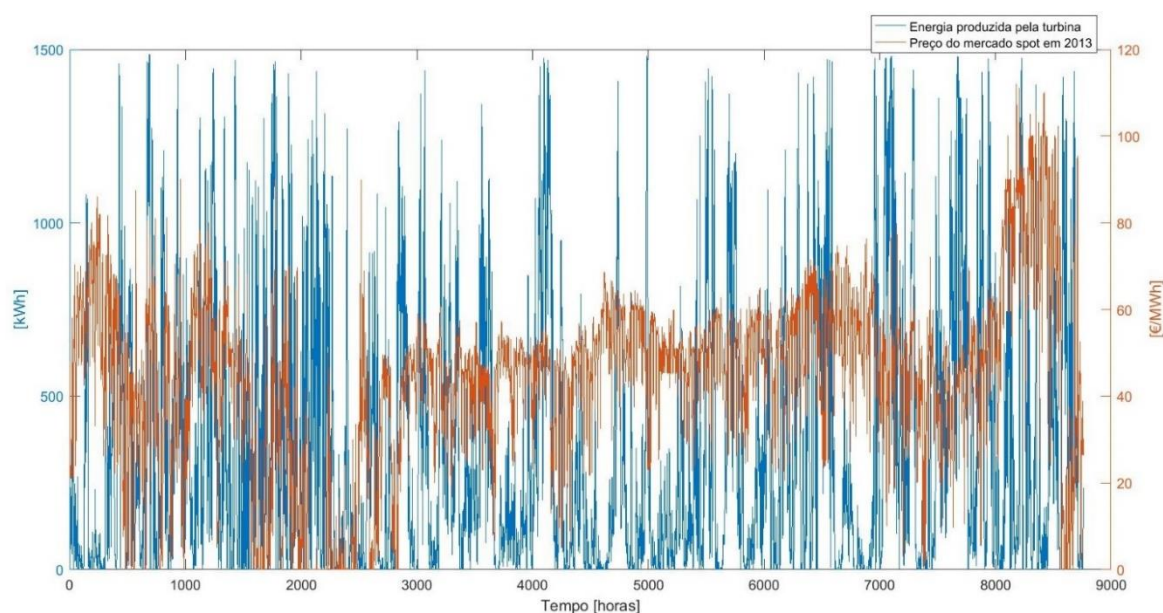


Figura 4.18 - série de preço de mercado diário e de produção da turbina eólica para o ano 2013

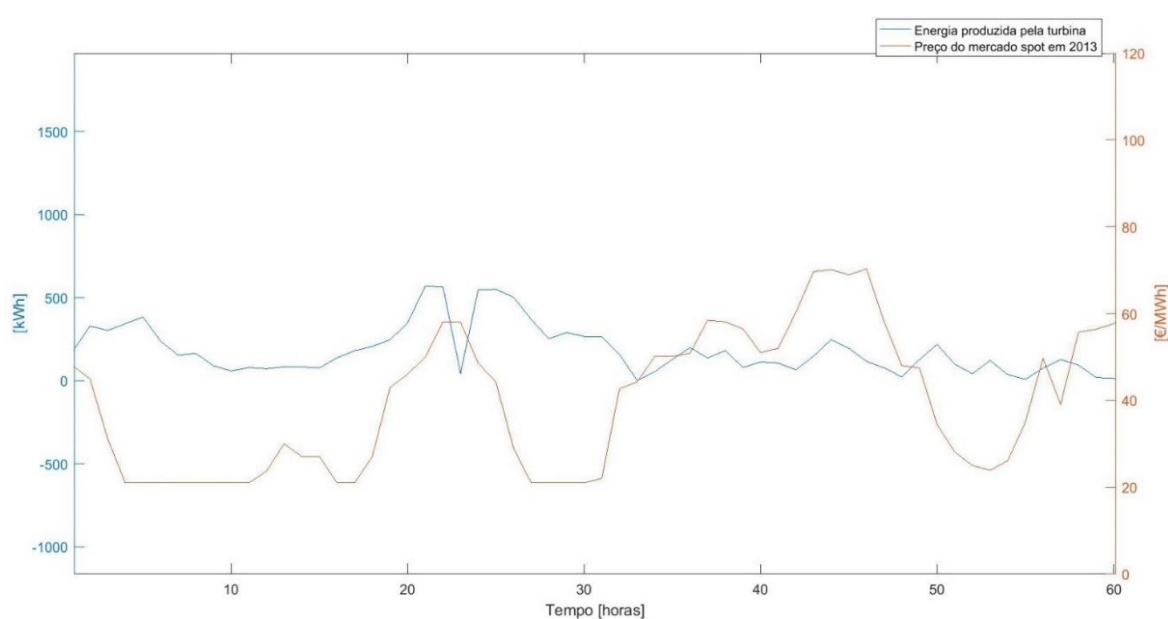


Figura 4.19 - série de produção de preço e de produção da turbina da 00h00 do dia 1 de janeiro às 12h00 do dia 2 de janeiro do ano 2013

4.2.1. Validação do algoritmo

De forma a validar o algoritmo, foram realizadas duas simulações. Em ambas foi colocada a série de preços e produção representada na Figura 4.20. O sinal de preço é um sinal quadrado e varia entre os 50 €/MWh, os 100€/MWh e os 101 €/MWh (este último apenas ocorre entre as 30 e 40 horas). Para a produção, foi utilizado um sinal quadrado com mínimo de produção 0 MWh e máximo 0,9 MWh. O retorno gerado pelo sistema sem armazenamento será de 0 €.

Na primeira análise, foi estudado um sistema de armazenamento com 1 MWh de capacidade de armazenamento, com uma potência de carga/descarga de 1 MW e uma eficiência de carga/descarga de 100%. O resultado esperado seria o deslocamento da energia produzida pela turbina nas horas onde o preço é 50 €/MWh, para a respetiva venda nas horas onde é 100 e 101 €/MWh. Visto que a eficiência de carga/descarga é 100 %, não existe perda de energia, logo a energia armazenada pode ser vendida a qualquer preço superior a 50 €/MWh. Assim, o resultado esperado seria um retorno de 151 €, o que está em conformidade com o resultado obtido pelo algoritmo de 151 € com turbina/armazenamento.

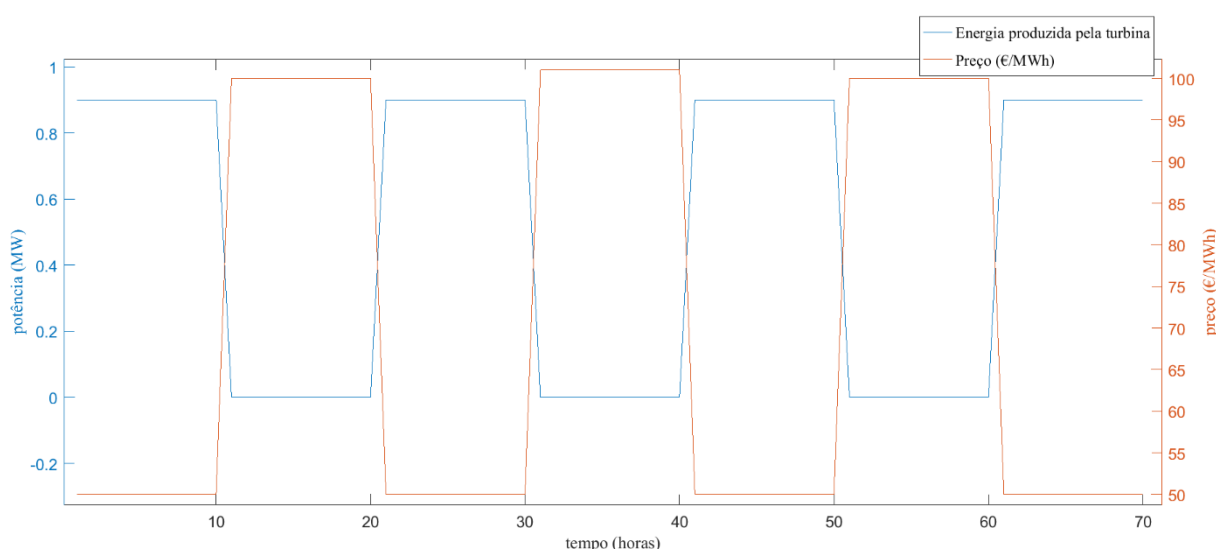


Figura 4.20 - Perfil de produção e de preço de mercado utilizado para a validação do algoritmo

Na Figura 4.21, verifica-se a energia que o SAE contém (linha azul contínua) e a energia transferida da turbina para o SAE (linha a tracejado >0) e do SAE para a rede (linha a tracejado <0). Quando a linha contínua (energia contida no SAE) é constante significa que não existe fluxo de energia. Observa-se um cenário ótimo de operação do sistema atingido pelo algoritmo. Como a eficiência de ciclo completo do SAE é 100 % e o preço mínimo de venda é 50€/MWh, significa que a energia armazenada pode ser vendida sempre que o preço for maior que este valor. Por conseguinte, na solução atingida, o armazenamento de energia ocorre sempre quando o preço é mínimo (50 €/MWh) e a injeção sempre que o valor é superior a 50€/MWh. Na Figura 4.21, também se verifica que o SAE não armazena a sua energia máxima imediatamente. Isto ocorre porque a produção da turbina é de 900 kWh a cada hora, assim a solução passa por armazenar 100 kWh e de seguida os restantes 900 kWh, atingindo desta forma a capacidade máxima.

Na segunda simulação efetuada manteve-se a capacidade de armazenamento e potência do sistema, mas alterou-se a eficiência para 50%.

Pela Figura 4.22, conclui-se que existe armazenamento de energia sempre que o preço mínimo está em vigor pois necessita que o preço de venda de energia seja superior em 2 vezes ao preço correspondente ao período em que armazenou a energia, expressão 3.23. Deste modo, entre as 20 e 30 horas, existe o armazenamento de energia e a injeção de energia na rede ocorre entre as 30 e 40 horas, porque o preço de venda corresponde a 101 €/MWh (mais do que 2 vezes superior ao preço de armazenamento). O resultado esperado está em conformidade com o resultado experimental obtido pelo algoritmo: de 0,705744 €. Neste caso, o custo de armazenar energia a 0,5 €/MWh é $\frac{50}{0,7071} = 70,71136 \text{ €/MWh}$ e de injetar na rede a 101 €/MWh é $101 \times 0,7071 = 71,4171 \text{ €/MWh}$.

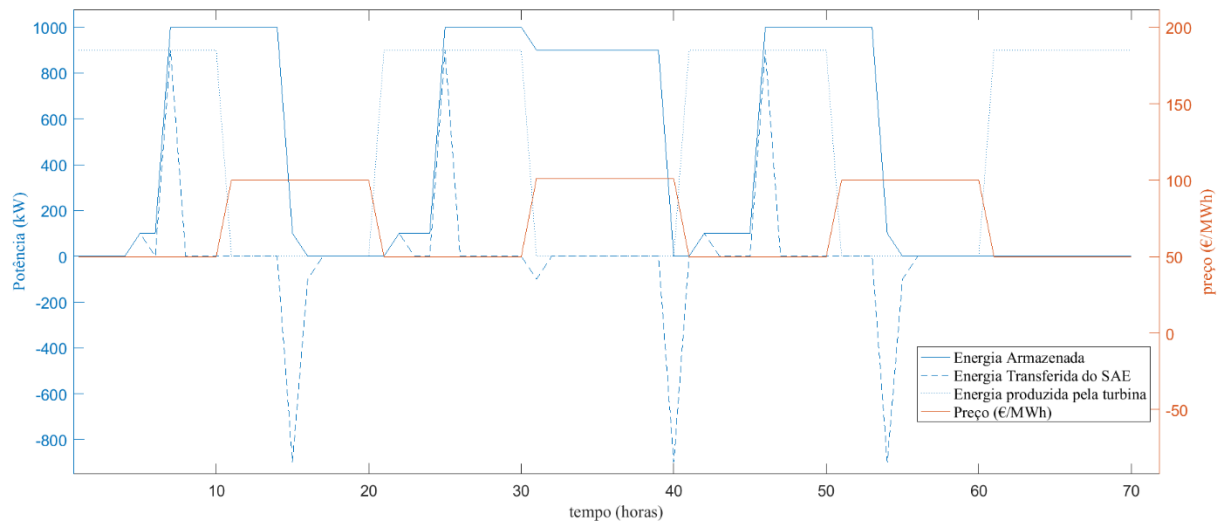


Figura 4.21 - Solução exata da validação para o SAE com 100% de eficiência carga/descarga

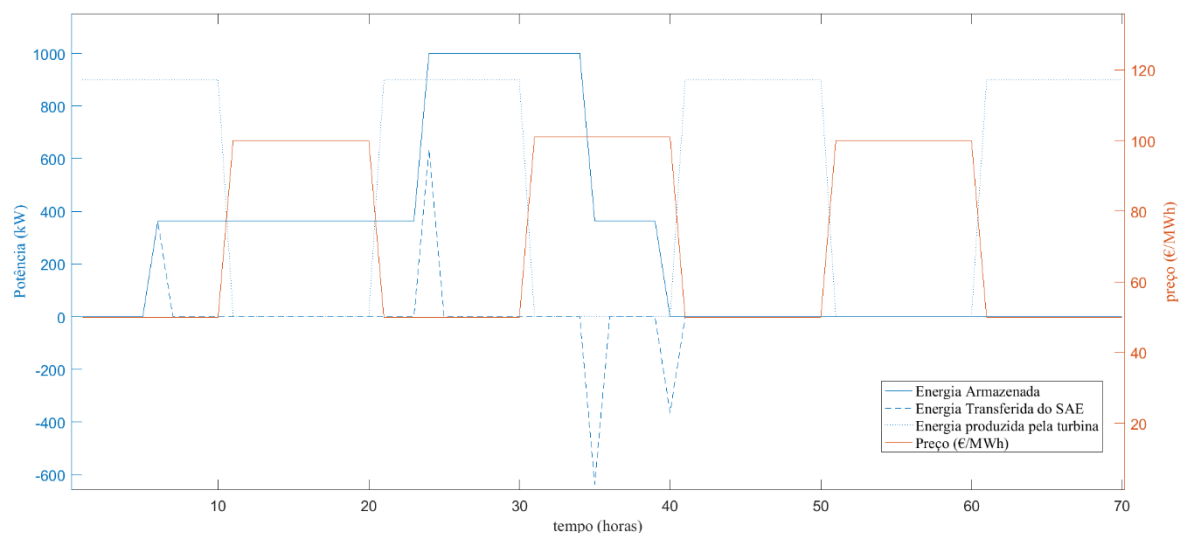


Figura 4.22 - Solução exata da validação para o SAE com 50% de eficiência de carga/descarga

De seguida foi realizada uma análise de sensibilidade para perceber a influência dos diferentes *inputs* no algoritmo.

4.2.2. Análise de sensibilidade

Para utilizar o modelo de otimização de Montecarlo é necessário, em primeiro lugar, definir qual o número máximo de iterações e qual o número de *bias*^k (ou vizinho mais próximo) a utilizar. Estes dois parâmetros influenciam diretamente no tempo de computação que o algoritmo leva até atingir a solução exata.

Desta forma, foi realizada uma análise da variação do número de *bias* e do número de iterações para perceber a influência destes dois parâmetros nos *outputs* do programa (retorno anual) e no tempo de computação. Com este intuito, foi estudado um SAE com capacidade de armazenamento de 1000 kWh, com uma potência de carga e descarga de 1000 kW (rácio E2P 1 hora), e eficiência de carga e descarga de 100%.

Na Figura 4.23 são apresentados os resultados, verificando-se que o retorno aumenta consoante o aumento do número de iterações e a diminuição do número de *bias*. Quanto menor o número de *bias*, maior o retorno estimado e mais precisa será a solução. Do mesmo modo, quanto maior for o número de iterações, mais exata será a solução.

Observa-se que o tempo de computação se torna de facto um fator importante quando é necessário realizar várias simulações, como no caso deste estudo (Figura 4.23). Observa-se que o tempo de computação aumenta com o número de iterações; um aumento de 100 mil para 500 mil iterações corresponde um aumento de 75% no tempo de computação. O número de *bias* provoca um desfaseamento semelhante.

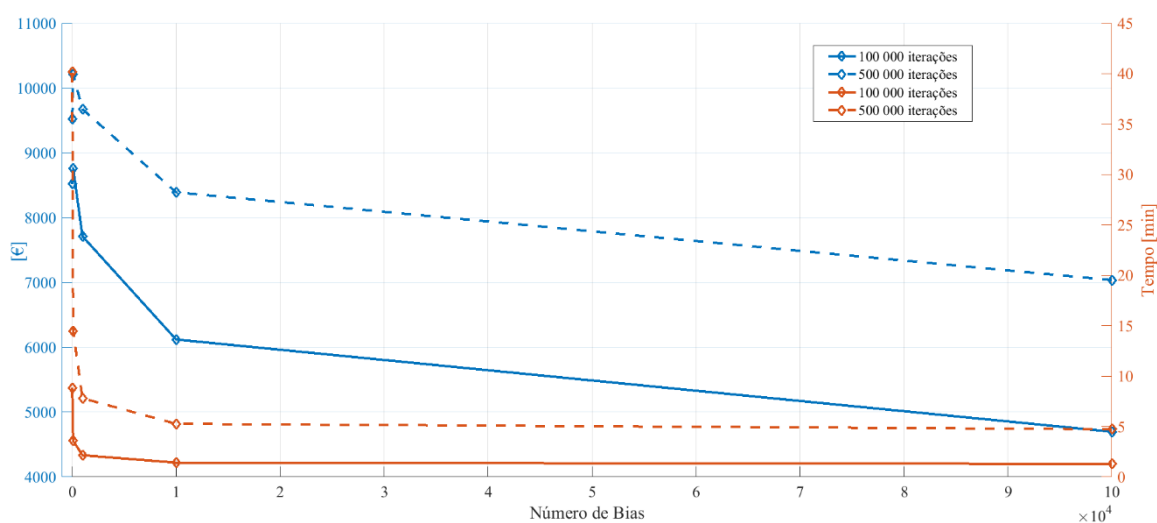


Figura 4.23 - Variação do retorno anual e tempo de computação com o número de Bias e iterações para um SAE com eficiência de 100%, com 1000 kWh e potência de carga/descarga de 1000 kW

Para as análises que se seguem foram utilizadas 100 000 iterações e 1000 para o número de *bias*, por apresentar um tempo de computação na ordem dos 180 segundos.

^k O número de *bias*, ou vizinho mais próximo, utiliza o valor do ponto mais próximo para estimar o valor interpolado. Não há modificações dos valores observados e sim apenas uma realocação dos mesmos.

4.2.2.1. Variação dos *inputs* do programa

Realizaram-se diversas simulações para estudar a influência que apresentam nos *outputs* do algoritmo – no retorno anual e na energia anual injetada pelo SAE. Os *inputs* que foram variados são os seguintes:

- Capacidade de armazenamento;
- Potência de carga/descarga (considerada a mesma);
- Eficiência de ciclo completo.

Assim, fez-se variar a capacidade de armazenamento de 250, 500, 750, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 7000, 8000, 10 000, 15 000, 20 000, 25 000, 30 000, 35 000 kWh e utilizou-se um rácio E2P de 1 a 15 horas. Quanto à eficiência de ciclo completo utilizou-se uma eficiência de 100% para o estudo da variação do retorno anual e da variação da energia anual injetada.

Variação do retorno anual

Para perceber a influência dos *inputs* na variação do retorno anual realizaram-se diversas simulações, fazendo variar a capacidade de armazenamento e o rácio E2P, tendo-se obtido os resultados apresentados na Figura 4.24.

Pela análise da Figura 4.24, é possível constatar que, com o aumento de capacidade de armazenamento do SAE, o retorno anual aumenta. Para um E2P igual a 1 hora e de uma capacidade de armazenamento de 250 kWh para 500 kWh existe um aumento no retorno de 92%, de 500 kWh para 750 kWh, um aumento de 39% e de 750 kWh para 1000 kWh, um aumento de 28%. Para todos os E2P simulados, observa-se que os resultados obtidos mantêm um desfasamento semelhante entre eles, com tendência a aumentar com o aumento do rácio E2P. Correspondendo a curvas com aspetos semelhantes. Se o resultado fosse exato e não oscilasse a cada simulação, este desvio entre as retas seria sempre constante ao longo da variação do rácio E2P.

Com o aumento do rácio E2P, o retorno anual tende a diminuir sempre com uma relação idêntica: uma diminuição correspondente a cerca de 6% para 250 kWh e 500 kWh, 5% para 750 kWh e 1000 kWh. No entanto, para os 1000 kWh, com rácios E2P de 1 hora e 2 horas, o retorno mantém-se constante (cerca de 100,2%).

A Figura 4.24 permite, ainda, perceber que, com o aumento da capacidade de armazenamento, o aumento do retorno anual tende a abrandar. Observa-se um aumento significativo, de 74%, 1000 kWh para 2000 kWh no E2P 1 hora.

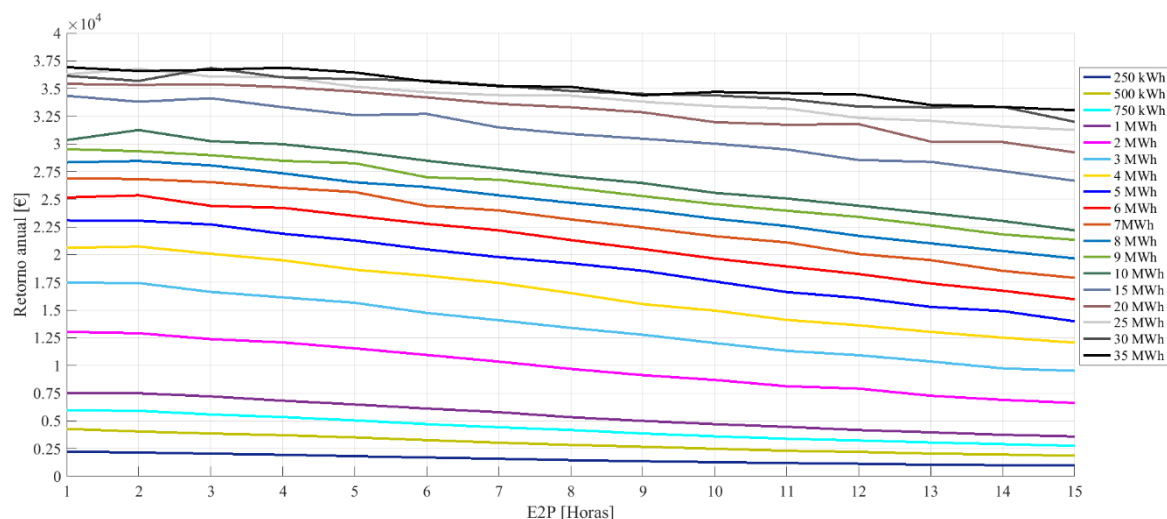


Figura 4.24 - Variação do retorno anual com a variação do E2P e capacidade de armazenamento

É, ainda, possível observar que existe um abrandamento no aumento do retorno anual para as capacidades mais elevadas. De facto, entre os 20 MWh e os 35 MWh, a variação do retorno é idêntica oscilando apenas devido ao facto de a solução encontrada em cada simulação não ser exata Figura 4.25.

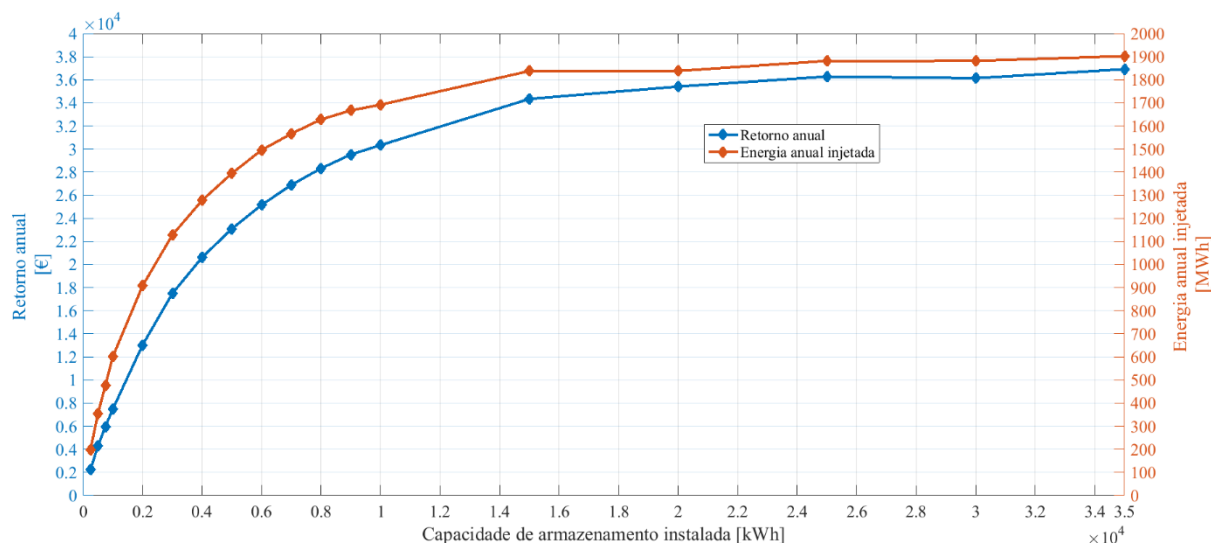


Figura 4.25 – Variação do retorno anual e energia anual injetada com a variação da capacidade instalada, para um rácio E2P de 1 hora.

Energia anual injetada

Efetuiu-se um estudo semelhante ao anterior, sendo que agora o *output* estudado é a energia anual injetada na rede elétrica a qual também é influenciada com a variação da capacidade de armazenamento e rácio E2P.

Quando se estuda a variação da energia anual injetada (Figura 4.26) observa-se que as variações são entre capacidade de armazenamento e o rácio E2P são semelhantes às do estudo efetuado para o retorno anual. Como a eficiência de ciclo completo considerada é de 100%, a energia anual injetada é igual à energia que foi armazenada e à energia que foi retirada da turbina. Mais uma vez, observa-se que a partir

da capacidade de armazenamento de 25 MWh existe uma saturação da energia armazenada pelo que as capacidades de armazenamento 25, 30 e 35 MWh apresentam uma injeção de energia anual na rede muito semelhante.

Os sistemas com capacidade de armazenamento superior a 2 MWh apresentam, para o rácio E2P 1 hora e 2 horas, aproximadamente a mesma quantidade de energia injetada na rede.

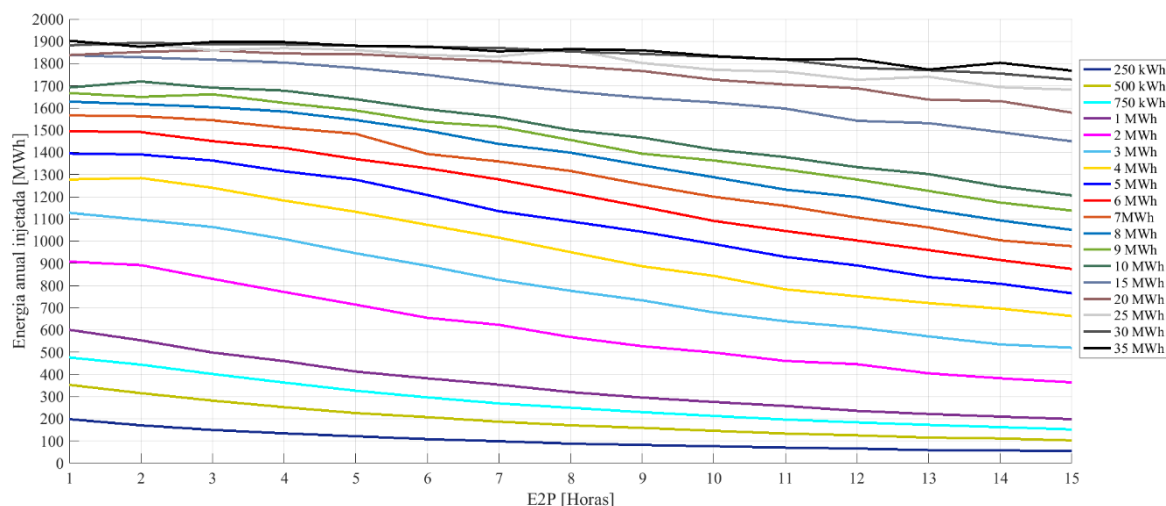


Figura 4.26 - Variação da energia anual injetada pelo SAE com a variação do E2P e capacidade de armazenamento

Variação da eficiência de ciclo completo

De modo a perceber a influência da eficiência de ciclo completo no retorno anual e na energia anual injetada/perdida, estudou-se um SAE com uma capacidade de armazenamento de 5 MWh para o mesmo intervalo de rácio E2P utilizado anteriormente. A eficiência de ciclo completo (sem considerar a perda de energia devido à auto-descarga) variou entre 100% a 10%, com um intervalo de 10%. Uma parte da energia armazenada no SAE (eficiência de carga) é perdida, bem como uma parte da energia que é injetada na rede elétrica (eficiência de descarga). Esta perda de energia foi considerada igual, tanto na carga como na descarga, ou seja $eficiência\ de\ ciclo\ completo = eficiência\ de\ carga \times eficiência\ de\ descarga$.

Na Figura 4.27 e na Figura 4.28 é apresentado o resultado normalizado, tanto para o retorno anual como para a energia anual injetada. Pelas Figura 4.24 e Figura 4.26 é possível extrapolar a redução no retorno e energia anual injetada. Observa-se que tanto o retorno anual como a energia anual injetada na rede são, como seria de esperar, influenciados negativamente com a redução da eficiência de ciclo completo.

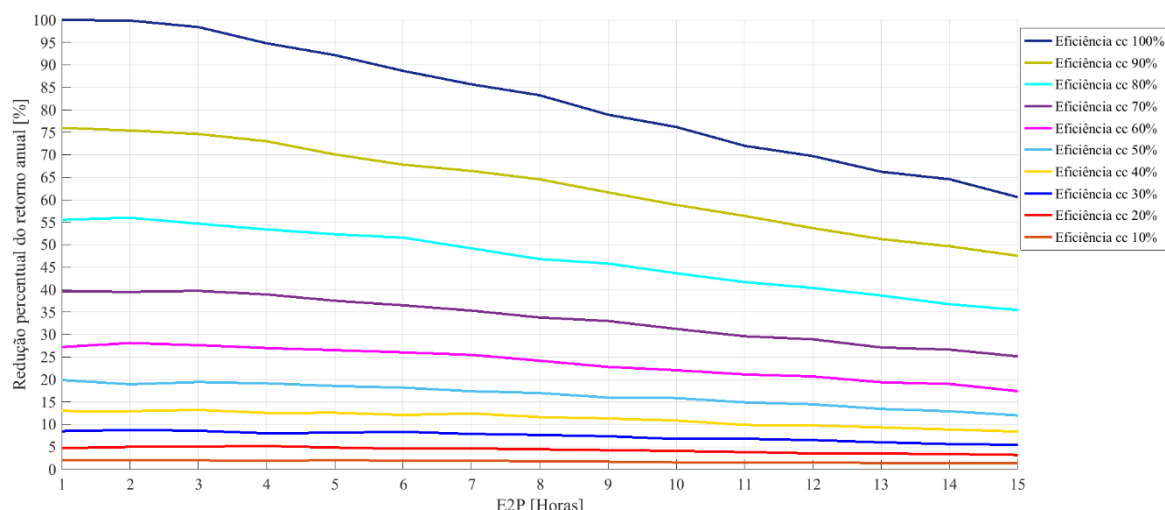


Figura 4.27 - Redução percentual no retorno anual com a variação da eficiência de ciclo completo

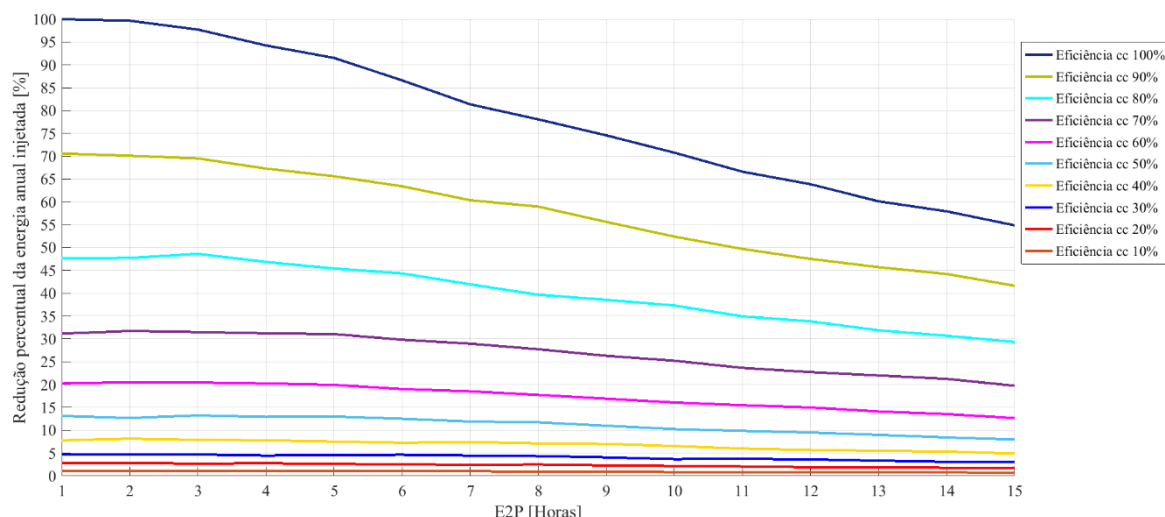


Figura 4.28 - Redução percentual na energia anual injetada com a variação da eficiência de ciclo completo

4.2.3. Estudo das diferentes tecnologias em mercado

Depois de perceber como os *outputs* do algoritmo variam consoante os parâmetros inseridos, efetuou-se um estudo à semelhança do cenário 1, para diferentes tecnologias de armazenamento, cujos resultados são apresentados nas tabelas do Anexos 7.4.

Nesta situação, é possível variar o E2P, ao contrário do cenário 1, pelo que as tecnologias poderão apresentar diferentes rácios E2P consoante o que melhor se adequa. Nas simulações efetuadas foi estudado um SAE com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Quanto menor for o rácio E2P maior será a rapidez de injeção de energia na rede, pelo contrário quanto maior for o rácio E2P maior será o tempo que o SAE demora a efetuar quer o armazenamento de energia, quer a injeção da mesma na rede.

Pelas Figura 4.24, Figura 4.26, Figura 4.27 e Figura 4.28, verifica-se que entre o E2P de 1 a 2 horas, tanto o retorno anual gerado como a energia anual injetada não variam (apenas variam devido ao erro do algoritmo), pelo que, por exemplo um sistema de 2614 kWh com uma potência de 2614 kW é mais dispendioso do que um sistema de 2614 kWh/1307 KW.

Desta forma, o cálculo do LCOS (15% e 20 anos) ajudou a perceber qual o melhor rácio E2P para cada tecnologia. Tendo em conta que a variação da energia anual injetada, o regime de operação do sistema, os custos totais de investimento inicial e os custos de operação e manutenção provocam alterações no LCOS, foi escolhido o rácio E2P que levou a uma menor LCOS. Os resultados são apresentados na Figura 4.29, para o LCOS e retorno anual e na Figura 4.30 para a energia anual injetada e fator de capacidade. A mesma análise é apresentada para o estudo das tecnologias em 2030, Figura 4.31 e Figura 4.32.

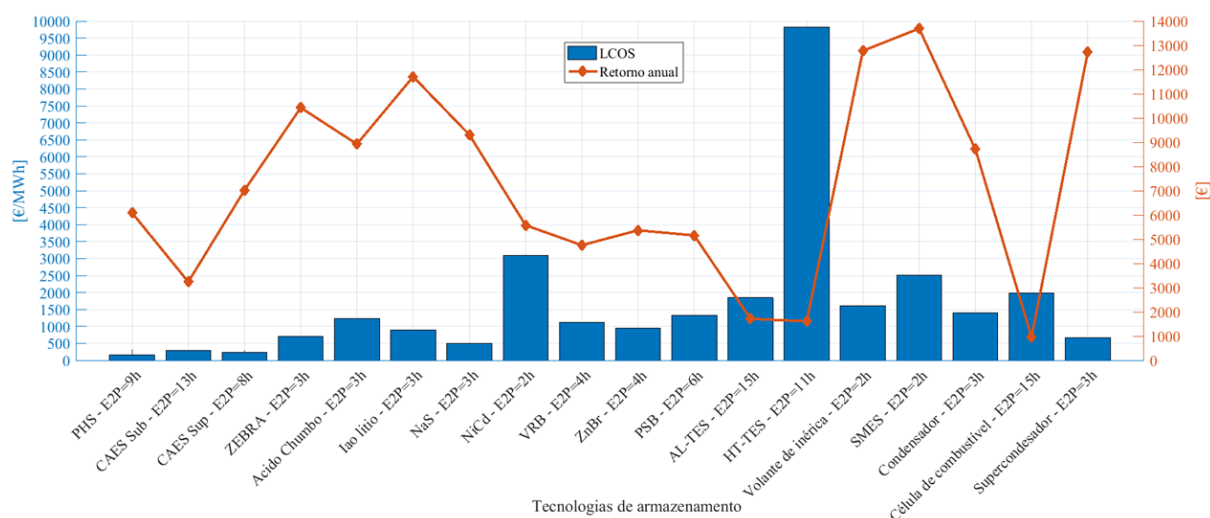


Figura 4.29 - LCOS (Taxa de atualização = 15% e tempo de projeto = 20 anos) e retorno anual estimado para o melhor rácio E2P

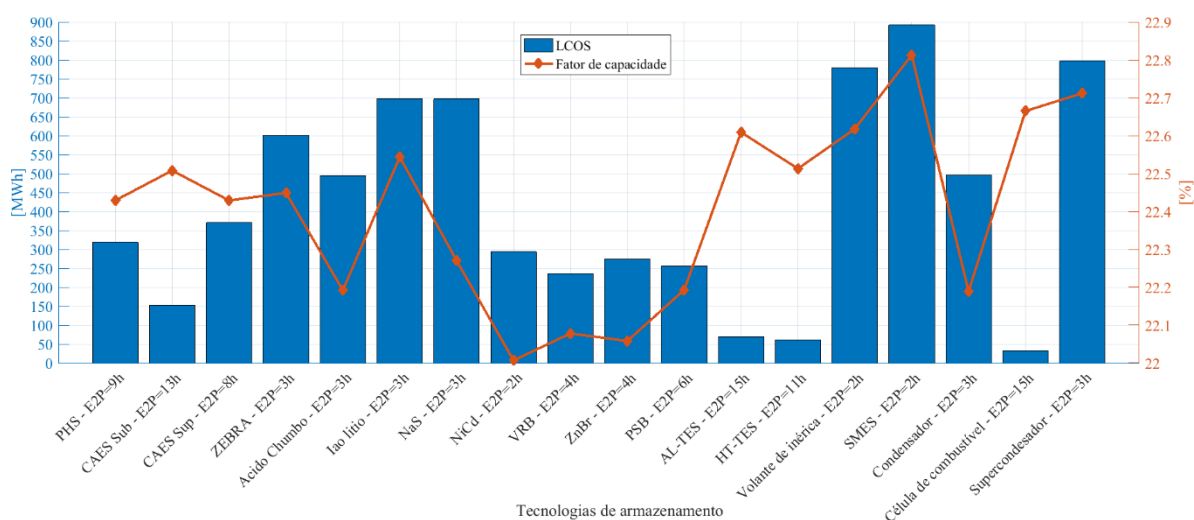


Figura 4.30 - Energia anual injetada (Taxa de atualização = 15% e tempo de projeto = 20 anos) e fator de capacidade para o melhor rácio E2P

Constata-se que as tecnologias que na Figura 2.14 estão do lado do elevado armazenamento de energia são as que se adequam a um E2P mais elevado, pelo que o LCOS mais reduzido, ocorre a E2P mais

elevados, ou seja, quando a potência do sistema é mais reduzida. Do mesmo modo, as tecnologias que são mais adequadas, a injetar rapidamente energia na rede apresentam um E2P menor.

Quanto ao retorno anual, é tanto mais elevado quanto maior for a eficiência do sistema e o E2P. Assim, para este serviço é necessário ter tecnologias que apresentem baixo custo para injetar energia na rede, em poucas horas e elevada eficiência.

As tecnologias SMES, volante de inércia e supercondensador e as baterias secundárias (à exceção da bateria de NiCd) apresentam um elevado retorno anual, devido à elevada eficiência de ciclo completo (Figura 4.29) e também injetam uma elevada quantidade de energia na rede (Figura 4.30). No entanto, os SMES, volante de inércia e supercondensador são tecnologias para rápida injeção de energia na rede (rácio E2P inferior a 1 hora) apresentam custos elevados quando se trata de armazenar grande quantidade de energia, o que as torna desadequadas para esta função (Figura 4.29).

Por outro lado, as tecnologias com um LCOS mais reduzido são a PHS, ar comprimido subterrâneo e à superfície, as baterias eletroquímicas (à exceção da bateria de NiCd) e as células de combustível.

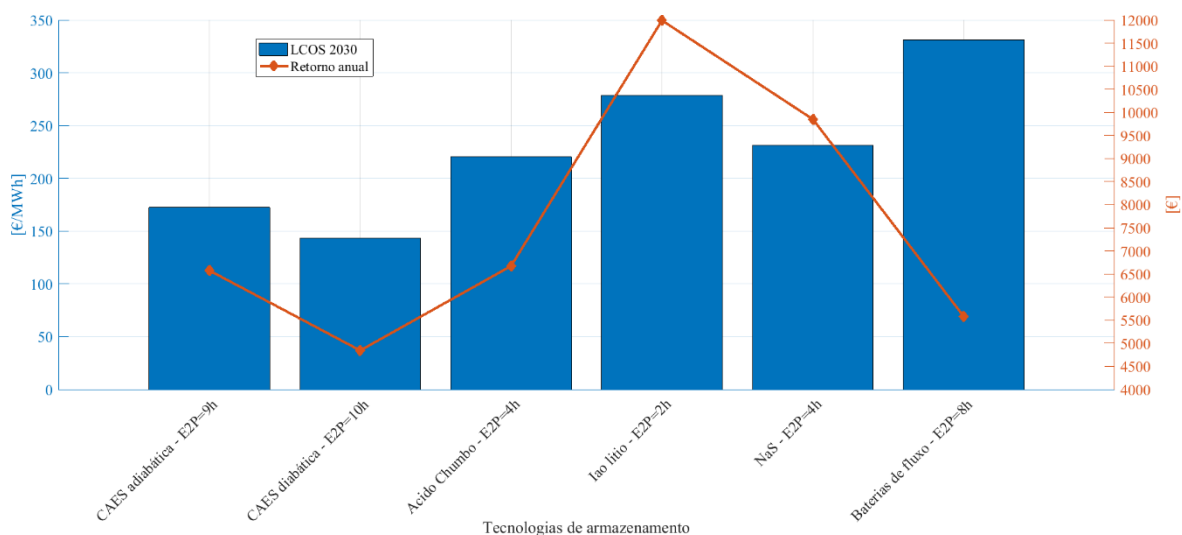


Figura 4.31 - LCOS (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e retorno anual estimado para o melhor rácio E2P para as tecnologias em 2030

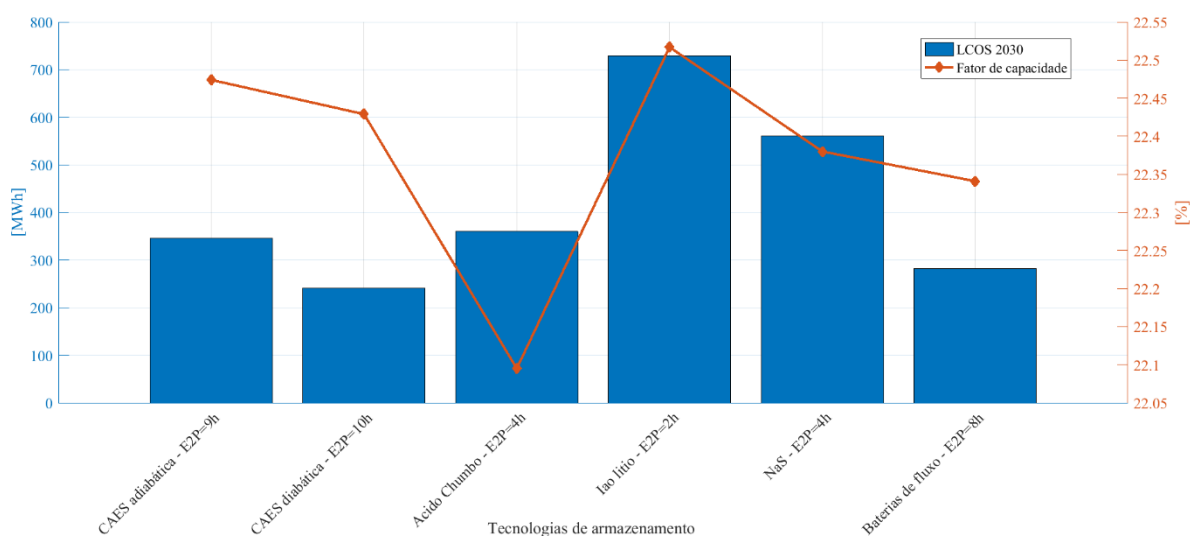


Figura 4.32 - Energia anual injetada (Taxa de atualização =15% e tempo de projeto=20 anos) e fator de capacidade para o melhor rácio E2P para as tecnologias em 2030

Através das Figura 4.30 e Figura 4.32 observa-se que o fator de capacidade da turbina fixa-se entre 22% e 23%, mais reduzido que o fator de capacidade da turbina sem armazenamento. Isto deve-se ao facto de existir perda de energia durante os processos de armazenamento e descarga de energia.

4.2.4. Efeito das penalizações em regime de mercado

Um produtor de energia eólica, ao licitar a sua energia em regime de mercado, pode incorrer em penalizações monetárias caso a sua produção real não esteja de acordo com o que comunicou ao operador do SE, como explicado no capítulo 2 – Estado da arte e no capítulo 3 - Metodologia.

O estudo efetuado anteriormente teve em conta uma previsão perfeita, tanto da produção como do preço de mercado, onde a licitação da energia produzida pela turbina gera 130 809,5 €, e onde a utilização do SAE aumenta o retorno do parque nos valores apresentados.

A turbina eólica está dependente do preço de mercado diário para a geração de lucro, porque sem capacidade de regulação não consegue licitar a energia produzida nas horas que se pretende. A forma como o preço de compra de energia é determinada, faz com que os licitadores não saibam de antemão qual o preço a que vão vender cada unidade de energia que licitam.

Devido à falta de capacidade de regulação da produção eólica, quando em regime de mercado, estes têm de ter algoritmos muito avançados de previsão eólica para o dia seguinte. Caso o parque incorra no erro da previsão, será penalizado nas condições apresentadas no Capítulo 3, expressão 3.18. Deste modo, efetuaram-se duas simulações nas quais foram introduzidos erros na previsão da produção e do preço spot, sendo eles os seguintes:

- Erro de produção entre os -10% (défice de produção) e os 10% (excesso de produção);
- Erro na previsão do preço spot entre 0% a -10%.

Para os erros apresentados foram criados vetores uniformemente distribuídos entre o erro estipulado, o qual foi multiplicado à produção horária do parque (Figura 4.33) e à série de preço *spot*. Utilizando uma função de geração aleatória (função *rand* do *Matlab*), foi possível variar e simular erros de previsão. Na Tabela 4.2, são apresentadas as reduções na receita gerada pela turbina causadas pelos erros de previsão.

Caso a turbina não incorresse em penalizações por estes desvios na produção, ou seja, caso a licitação da sua energia em regime de mercado ocorresse com uma previsão perfeita do preço *spot* praticado, apresentaria uma redução na receita anual de 2,5 % (Tabela 4.2) devido aos desvios negativos entre a produção estimada e a produção real.

No entanto, como explicado no Capítulo 3, a licitação da energia produzida pela turbina eólica será penalizada negativamente caso não produza a energia comunicada ao operador de mercado (energia prevista no dia anterior ao da venda), ou seja, terá de comprar a energia em falta.

Quando existe excesso de energia produzida, o operador da turbina ao invés de vender a energia em excesso ao preço de mercado *spot*, vende-a ao preço de regulação para descer, que usualmente é inferior ao preço de mercado *spot* (Figura 2.2). O desvio de produção em excesso pode ser controlado pela regulação das pás das turbinas (*pitch control*), no entanto não é necessariamente uma penalização, mas sim um aumento no retorno previsto, que estará dependente do preço de reserva de regulação para descer.

As penalizações foram estimadas pela expressão 3.18 e são apresentadas na Tabela 4.2.

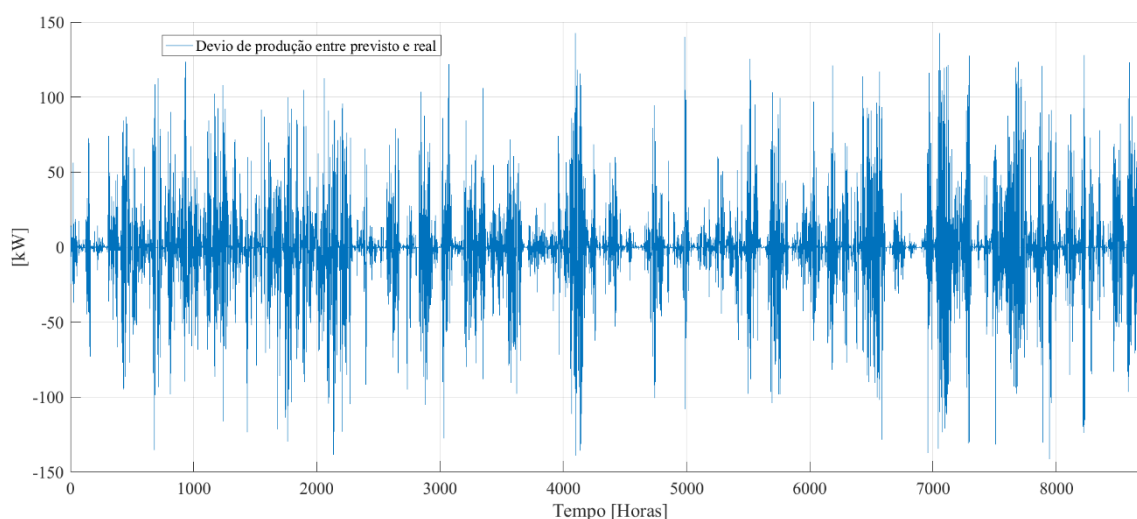


Figura 4.33 - Desvio na produção da turbina eólica com um erro de previsão de -10% a 10%

Percebe-se assim, que o maior problema é a energia em falta porque deste desvio resulta sempre uma penalização negativa para o parque. Este problema poderia ser resolvido com recurso a um SAE com uma capacidade de armazenamento de 142 kWh e potência de descarga de 142 kW visto que o maior desvio negativo entre produção e consumo é de 142 kWh. Seria necessário um rácio E2P de 1 hora visto que é necessário que tenha uma rápida injeção de energia na rede para fazer face aos desvios negativos de entre a produção prevista e a que realmente ocorreu. O valor encontrado corresponde a uma capacidade de armazenamento de 0,095 kWh/kW_{eólico} instalado.

Tabela 4.2 - Receita anual da turbina para uma previsão não perfeita da produção e do preço *spot*

Erro de previsão	Receita anual	Penalização para subir (desvio negativo)	Penalização para descer (desvio positivo)	Redução na receita anual
Previsão perfeita	130 809,5 €	-	-	-
[0% a -10%] no preço <i>spot</i>	124 280,0 €	-	-	6 529,5 €
[-10% a 10%] na produção s/ penalizações	127 566,7 €	-	-	3 242,9
[-10% a 10%] na produção c/ penalizações	122 083,2€	-7 057,9 €	+1574,4 €	8 726,4 €

5. Conclusão e considerações futuras

Este estudo de forma geral permitiu concluir que:

- O deslocamento de energia renovável é uma aplicação que necessita de elevado armazenamento de energia quer seja utilizado para maximizar o retorno ou para equilibrar a produção renovável com o consumo;
- Os SAE necessitam de ter um rácio E2P consoante a aplicação em vista, por exemplo, no caso de *arbitrage* no mercado *spot* de energia, necessita de um rácio E2P de 1 a 2 horas;
- O modelo de cálculo LCOS permite comparar o desempenho das diferentes tecnologias para a mesma aplicação. O modelo de utilização para o qual o SAE é projetado influencia diretamente o LCOS dos sistemas de armazenamento de energia.

5.1. Conclusões cenário 1

A análise efetuada no cenário 1, mostra que o deslocamento de energia das horas de vazio para as horas de ponta, nas condições estudadas, não é um projeto viável (TIR=15%) caso a tarifa de venda de energia se mantivesse de acordo com o DL 35/2013 tarifa entre 74 €/MWh e 98 €/MWh. As opções que se encontram mais próximas desta tarifa são a PHS com 163 €/MWh (para um tempo de vida de 20 anos) e a CAES subterrânea e à superfície a 249 €/MWh e 252 €/MWh, respetivamente. Para as baterias a NaS e ZnBr, as que apresentam um LCOS mais reduzido dentro dos sistemas eletroquímicos, de 376 €/MWh e 445 €/MWh, respetivamente. Consequentemente prevê-se que em 2030, as tecnologias mais viáveis serão a bateria ácido chumbo e CAES diabática, com um custo perto de 114 €/MWh para as duas tecnologias, dentro dos parâmetros indicados anteriormente.

A análise a este cenário incidiu apenas sobre a produção real efetuada pela turbina em 2013, no caso de existirem dados das restantes turbinas eólicas a produção de energia elétrica nas horas de vazio seria superior. Assim, mantendo-se a mesma capacidade de armazenamento, o LCOS estimado seria inferior porque existiria maior produção de energia nas horas de vazio (expressão 3.15).

A auto-descarga não foi tida em conta, sendo que é um fator determinante na escolha do SAE porque representa a taxa de perda de energia devido ao tempo de armazenamento de certa quantidade de energia. Assim, nem todos os SAE estudados poderiam realizar o deslocamento de energia pois têm auto-descargas muito elevadas atualmente, nomeadamente, o volante de inércia, os condensadores e os supercondensadores.

Do estudo efetuado neste cenário, conclui-se, também, que o LCOS varia consoante a taxa de atualização e o tempo do projeto (fatores do projeto), a eficiência de ciclo completo, a energia anual injetada na rede elétrica (que depende do perfil de produção renovável e da capacidade de armazenamento nominal do SAE), e do rácio E2P. Estes fatores influenciam diretamente o custo de total de investimento (rácio E2P), o custo de substituição (ciclos efetuados) e o custo de O&M.

5.2. Conclusões cenário 2

Este cenário permitiu estimar o melhor caso de licitação no mercado diário de energia com recurso a sistemas de armazenamento. Isto porque foi considerada uma previsão perfeita da produção eólica e do preço *spot* de energia, ou seja, foi possível estimar o retorno máximo (limite superior) produzido pelo sistema turbina/armazenamento quando licita a energia produzida em regime de mercado diário.

O retorno anual máximo gerado pelo SAE é aproximadamente 37 000 € (ver Figura 4.24, Figura 4.25 e Figura 4.26), o que representa um aumento de 28,29 % em relação ao retorno anual da turbina sem armazenamento. Isto se fosse utilizado um sistema com 100% de eficiência, uma capacidade de armazenamento de 35 MWh e um rácio E2P de 1h, para o perfil de produção da turbina, Figura 4.24 e Figura 4.25.

Conclui-se que utilizar um SAE com um rácio E2P de 1h ou 2h apresenta, um deslocamento de energia e retorno anual muito próximos, Figura 4.24 e Figura 4.26, pelo que a utilização do SAE com rácio E2P de 2 horas é mais vantajoso porque o custo de investimento é menor, devido à menor necessidade de potência instalada.

O aumento de retorno anual que o SAE produz na licitação de energia em regime de mercado não é suficiente para cobrir os elevados custos de investimento que são evidentes para todas as tecnologias SAE (ver Figura 4.31).

Neste cenário, o armazenamento de energia está dependente do diferencial de preço (pela expressão 3.23) e da disponibilidade de produção eólica. Por este motivo, a energia anual armazenada é inferior à do cenário 1, sendo também variável consoante as tecnologias utilizadas. Como este é um dos parâmetros que influencia diretamente o LCOS, este será à partida mais elevado que o estimado para o primeiro cenário.

Quanto ao efeito das penalizações concluiu-se que estas podem reduzir em aproximadamente 7% o lucro da exploração da turbina, caso exista um erro de previsão da produção de 10%. Também, caso exista um desvio negativo na previsão do preço *spot* de 10%, pois este apenas é formado depois do fecho da sessão de licitação, o operador da turbina eólica poderá sofrer uma redução de 5% no retorno anual da produção da turbina eólica.

5.3. Trabalho futuro

Este estudo apenas incidiu sobre o deslocamento de energia renovável e os benefícios monetários que pode trazer na perspetiva do promotor. Como trabalho futuro, pode ser aplicada uma metodologia semelhante, mas para estudar a utilização de armazenamento em parques de energia renovável de modo a entrarem no mercado de serviços do MIBEL. Caso as FER comecem a ser dotadas de SAE poderão licitar energia no mercado MIBEL para fornecer serviços de sistema. Pode ser, também, estudado o acoplamento de diferentes FER e SAE de modo a obterem capacidade de regulação e oferta de reservas girante e dinâmica importante no contexto das redes elétricas isoladas.

Dado o elevado investimento necessário para a instalação de SAE pode ser estudada a instalação dos mesmos pelos operadores do sistema elétrico e das linhas de transmissão ao invés de realizarem novos investimentos na rede elétrica, com o intuito de aumentarem a flexibilidade da rede elétrica. Quando as linhas estão congestionadas, devido ao excesso de energia elétrica que nela circula, ocorrem violações

na segurança e operação das mesmas, como aquecimento excessivo e saída dos intervalos de segurança de tensão e estabilidade. As linhas de transmissão e os respetivos equipamentos não podem expandir a sua capacidade. Um dos métodos para aumentar a flexibilidade das linhas de transmissão é portanto a utilização de SAE junto das linhas de transmissão ou das subestações [48].

6. Referências bibliográficas

- [1] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation,” *Contract*, vol. NREL/, no. January, pp. 1–53, 2010.
- [2] U. D. of Technology, “Global Trends in Renewable Energy investment,” *Unep*, p. 36, 2016.
- [3] Redes Energéticas Nacionais, “Centro de informação - Estatística mensal,” *Eletrcidade centro de informação*, 2017. [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [4] D. Bender, “Flywheels - Sandia report,” no. May, 2015.
- [5] F. A. Sp, B. Rodrigues, J. Orientador, and M. L. Mestre, “Análise do desempenho de parques eólicos,” p. 7, 2011.
- [6] J. C. G. e N. C. Carla Amado Gomes, Bernardo Galvão Lucas, Diogo Almeida, João Verne Oliveira, *O Direito da Energia em Portugal : cinco questões sobre “ o estado da arte .”* Porto, 2016.
- [7] Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), “Licenciamento de parques eólicos cai para o nível mais baixo de oito anos.” [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/noticias/detalhes.php?id=75>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [8] B. K. et al. P. Denholm, E. Ela, “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation,” vol. NREL/, no. January, pp. 35–36, 2010.
- [9] Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), “Produção elétrica em regime especial.” [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/dadostecnicos/index.php?id=61>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [10] International Electrotechnical Commission (IEC), “Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage White,” *White Pap. - Electr. Energy Storage*, vol. II, p. 78, 2008.
- [11] J. Oficial, C. E. Do, P. Europeu, D. O. Conselho, C. Europeia, and S. Europeu, “DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO,” vol. 2008, no. 2, p. 50, 2009.
- [12] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Mercado diário,” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [13] OMIP - The Iberian Energy Derivatives Exchange, “OMIE - Gestão do mercado ibérico spot.” [Online]. Available: <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [14] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do Funcionamento do MIBEL,” p. 243, 2009.
- [15] J. Esteves, “Energia Eólica e Gestão Técnica do Sistema Eléctrico : A Perspectiva da Regulação,” *Energy*, 2010.
- [16] H. Brand, R. Barth, C. Weber, P. Meibom, and D. J. Swider, “Extension of Wind Power – Effects on Markets and Costs of Integration 1 Introduction 2 Model,” *Energy Econ.*, pp. 1–18, 2004.
- [17] P. Pinson, C. Chevallier, and G. Kariniotakis, “Optimizing Benefits from Wind Power

- Participation in Electricity Markets using Advanced Tools for Wind Power Forecasting and Uncertainty Assessment,” *Proc. 2004 EWEK Conf.*, pp. 1–8, 2004.
- [18] Redes Energéticas Nacionais, “Energia de Reserva de Regulação,” 2013. [Online]. Available: http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/ReservadeRegulacao.aspx. . [Accessed: 10-Mar-2017].
- [19] Redes Energéticas Nacionais, “Preços mercado spot - Portugal e Espanha,” 2013. [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>. . [Accessed: 10-May-2017].
- [20] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and J. Lu, “Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. November 2015, p. 17, 2017.
- [21] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [22] E. M. G. Rodrigues, R. Godina, S. F. Santos, A. W. Bizuayehu, J. Contreras, and J. P. S. Catal??o, “Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems,” *Energy*, vol. 75, pp. 265–280, 2014.
- [23] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, “Review of energy storage system for wind power integration support,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 545–553, 2015.
- [24] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [25] U.S. Department of Energy, “Grid Energy Storage,” no. December, p. 67, 2013.
- [26] EPRI, “Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits,” *Epri*, pp. 1–170, 2010.
- [27] International Electrotechnical Commission - IEC, “Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage,” 2014.
- [28] International Electrotechnical Commission, “Electrical Energy Storage,” 2013.
- [29] International Renewable Energy Agency, “Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook,” *Irena*, no. January, p. 17, 2015.
- [30] Department of Energy, “Global Energy Storage Database,” 2016. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects>. . [Accessed: 20-Mar-2017].
- [31] International Renewable Energy Agency, “Battery Storage for Renewables: Market status and Technology Outlook,” p. 27, 2015.
- [32] Internacional Renewable Energy Agency, “Battery Storage for Renewables: Market status and Technology Outlook,” p. 37, 2015.
- [33] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 350–377, 2016.
- [34] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [35] Sandia National Laboratories, “Cost Analysis of Energy Storage Systems for Electric Utility Applications,” *Energy*, no. February, 1997.
- [36] H. I. and A. Ilinca, “Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies,”

2013.

- [37] ARUP, “Five Minute Guide Electricity Storage Technologies,” pp. 1–20, 2010.
- [38] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems-Characteristics and comparisons,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [39] E. Barbour, “Energy Storage Sense,” *University of Birmingham*. [Online]. Available: <http://energystoragesense.com/>. . [Accessed: 20-Apr-2017].
- [40] Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, “Commercialisation of Energy Storage in Europe,” no. March, p. 96, 2015.
- [41] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, “Technology Overview on Electricity Storage,” *Inst. Power Electron. Electr. Drives (ISEA), RWTH Aachen Univ.*, no. June, p. 66, 2012.
- [42] T. M. Pires, “Papel do armazenamento de energia em sistemas energéticos com elevada penetração de renováveis: avaliação do potencial para Portugal,” pp. 1–94, 2014.
- [43] J. Paulo, “A new concept in compressed air energy storage A new concept in compressed air energy storage,” 2014.
- [44] A. Rosin and V. Tallinn, “Energy storages,” *Mod. Electr. Hybrid Electr. Fuel Cell Veh.*, pp. 300–332, 2012.
- [45] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, “Technology Overview on Electricity Storage,” *Inst. Power Electron. Electr. Drives (ISEA), RWTH Aachen Univ.*, p. 49, 2012.
- [46] R. Baxter, “Energy Storage Financing : A Roadmap for Accelerating Market Growth A Study for the DOE Energy Storage Systems Program,” no. August, 2016.
- [47] E. Environ *et al.*, “Environmental Science Towards an objective method to compare energy storage technologies : development and validation of a model to determine the upper boundary of revenue available from electrical price arbitrage,” pp. 5425–5436, 2012.
- [48] M. M. Silva, J. Ye, T. Shi, R. Pastor, D. Nester, and R. C. De Goa, “Planning Energy Storage in Power Transmission Networks,” pp. 35–40, 2014.
- [49] World Energy Council, “E-storage : Shifting from cost to value. Wind and solar applications,” *World Futur. Energy Summit*, pp. 1–14, 2016.
- [50] S. M. Schoenung and W. Hassenzahl, “Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage A Study by the DOE Energy Storage Systems Program SAND2001-0765,” *Sandia Natl. Lab. U.S. Dept. Energy*, no. March, p. 46 pp., 2001.
- [51] Sandia National Laboratories, “ES-Select™ Tool |Energy Storage Systems - Database,” no. 2. 2013.
- [52] D. Zhou *et al.*, “Thermal Energy Storage - Technology Brief,” *SpringerReference*, vol. 92, no. January, p. 24, 2013.

7. Anexos

7.1. Características tecno-económicas dos SAE

Tabela 7.1 - Características tecno-económicas para SAE mecânicos

	PHS	CAES subterrânea	CAES superfície	Volante de inercia
Potência de saída [MW]	100 – 5000 [24]	5 – 300 [24]	0,003 – 10 [24]	0 – 0,25 [24]
Capacidade de armazenamento [MWh]	0 – 10 ⁷ [24]	0 – 600 000 [24]	0 – 30 [24]	0 – 0,625 [27]
Tempo de descarga [h]	0 – 2000 [27]	0 – 2000 [27]	0 – 3 [24]	0 – 0,25 [49]
Tempo de resposta	minutos [27]	minutos [27]	minutos [27]	<segundos [24]
Tempo de vida útil [anos]	>50 [27]	>25 [27]	>20 [50]	10 000 ciclos [44]
Eficiência de ciclo completo [%]	75 – 85 [49]	60 – 70 [49]	70 – 90 [51]	90 – 94 [51]
Grau de desenvolvimento [%]	90 [24]	60 [24]	30 [24]	75 [24]
CUSCE [€/kW]	373 – 941 [34]	549 – 1014 [34]	804 - 887 [34]	263 - 470 [34]
CUIS [€/]	3 – 28 [34]	Incluído no CUSCE [34]	Incluído no CUSCE [34]	Incluído no CUSCE [34]
CUSAE [€/kWh]	8 – 126 [34]	4 – 64 [34]	86 – 131 [34]	2815 [34]
CUOMF [€/kW.ano]	2 - 9,2 [34]	2,0 – 3,9 [34]	2,2 – 3,7 [34]	4,3 – 6,0 [34]
CUOMV [€/MWh]	0,19 – 0,84 [34]	2,2 – 3,6 [34]	1,9 – 3,0 [34]	0,2 – 3,8 [34]
CUS [€/kWh]	igual	-	-	85 – 216 [34]

Tabela 7.2 - Características tecno-económicas para as baterias secundárias

	ZEBRA	Ácido chumbo	Ião de lítio	NaS	NiCd
Potência de saída [MW]	0 – 50 [34]	0 – 20 [24]	0,0 – 0,1 [24]	0 – 10 [49]	0 – 40 [50]
Capacidade de armazenamento [MWh]	s/info	0,001 – 200 [24]	s/info	0,4 – 60 [49]	0 – 6,8 [24]
Tempo de descarga [h]	0 – 5 [34]	0 -10 [6]	minutos – horas [24]	0 – 6 [49]	0 - 8 [27]
Tempo de resposta	<segundos [27]	<segundos [50]	<segundos [50]	<segundos [23]	<segundos [51]
Nº de ciclos a 80% DoD	3000 – 5000 [51]	1200 – 2400 [51]	4000 – 8000 [51]	5000 – 6000 [51]	1000 – 3000 [51]
Eficiência de ciclo completo a 80% DoD [%]	86 – 88 [51]	70 – 90 [51]	85 – 95 [51]	75 – 90 [51]	60 – 73 [51]
Grau de desenvolvimento [%]	65 [24]	80 [24]	70 [24]	70 [24]	75 [24]
CUSCE [€/kW]	335 – 638 [34]	195 – 594 [34]	241 – 581 [34]	241 – 865 [34]	206 – 329 [34]
CUIS [€/kW]	Incluído no CUSCE [34]	43 -130 [34]	Incluído no CUSCE [34]	Incluído no CUSCE [34]	Incluído no CUSCE [34]
CUSAE [€/kWh]	366 – 778 [34]	184 – 847 [34]	470 – 1249 [34]	180 – 563 [34]	564 – 1120 [34]
CUOMF [€/kW.ano]	3,3 – 7,2 [34]	3,2 – 13 [34]	3,2 – 13,7 [34]	2,0 – 17,3 [34]	4,0 – 24,0 [34]
CUOMV [€/MWh]	0,6 -2,1 [34]	0,15 – 0,52 [34]	0,4 – 5,6 [34]	0,3 – 5,6 [34]	Reduzido [34]
CUS [€/kWh]	107 – 202 [34]	50 – 560 [34]	187 – 543 [34]	180 – 443 [34]	478 – 573 [34]

Tabela 7.3 - Características tecno-económicas para baterias de fluxo e SAE eletromagnéticos

	VRB	ZnBr	PSB	SMES	Condensador	Supercondensador
Potência de saída [MW]	0,3 – 3 [24]	0,05 – 2 [24]	1 – 15 [24]	0,1 – 10 [24]	0 – 0,05 [24]	0 – 0,3 [24]
Capacidade de armazenamento [MWh]	0 – 36 [24]	0 – 20 [24]	0 – 150 [24]	0,05 – 0,5 [24]	0 – 0,05 [24]	0 – 0,3 [24]
Tempo de descarga [h]	0 -12 [24]	0 -10 [24]	0 – 10 [24]	0,5 [24]	1 [24]	1 [24]
Tempo de resposta	<segundos [24]	<segundos [24]	<segundos [24]	<minutos [24]	<segundos [24]	<minutos [49]
Nº de ciclos	6000 – 8000 [51]	1500 – 2500 [51]	12,5 anos [2]	100 000 [44]	5 anos [50]	100 000 [44]
Eficiência de ciclo completo [%]	58 – 68 [51]	62 – 70 [51]	60 – 75 [51]	94 – 97 [24]	60 – 70 [24]	90 – 97 [24]
Grau de desenvolvimento [%]	35 [24]	40 [24]	30 [24]	45 [24]	70 [24]	40 [24]
CUSCE [€/kW]	472 – 527 [34]	151 – 595 [34]	265 – 2040 [34]	233 [24]	279 [24]	243,3 [44]
CUIS [€/kW]	Incluído no CUSCE [34]	Incluído no CUSCE [34]	97 – 490 [34]	93 [24]	Incluído no CUSCE [24]	354 [44]
CUSAE [€/kWh]	433- 640 [34]	178- 530 [34]	97 – 818 [34]	5128 [2]	750 [24]	1072 [2]
CUOMF [€/kW.ano]	3,4 – 17,3 [34]	3,2 -4,3 [34]	19,0 – 53, 0 [34]	18,3 [2]	12,1 [21]	5,1 [21]
CUOMV [€/MWh]	0,2 – 2,8 [34]	0,3 – 2,0 [34]	Reduzidos [34]	1 [2]	0,05 [21]	5 [21]
CUS [€/kWh]	111- 192 [34]	101 -201 [34]	457,5 [34]	1165 [44]	s/info	s/info

Tabela 7.4 - Características tecno-económicas para SAE térmicos e químicos

	TES – AL	HT-TES	Hidrogénio
Potência de saída [MW]	0 -5 [24]	0 – 60 [24]	0 – 50 [24]
Capacidade de armazenamento [MWh]	0 – 40 [24]	0 – >1440 [24]	0 – 10 000 [24]
Tempo de descarga [h]	1 – 8 [24]	>24 [24]	24 – 200 [24]
Tempo de resposta	segundos [51]	segundos [24]	segundos [24]
Tempo de vida útil [anos]	10 – 20 [24]	5 – 15 [24]	5 – 15 [24]
Eficiência de ciclo completo [%]	50 - 60 [24]	25 – 60 [24]	20 – 50 [24]
Grau de desenvolvimento [%]	40 [24]	60 [24]	22 [24]
CUSCE [€/kW]	3400 – 4500 [52]	6000 – 15 000 [52]	2098 [24]
CUIS [€/kW]	incluído no CUSCE [52]	incluído no CUSCE [52]	incluído no CUSCE [24]
CUSAE [€/kWh]	0,1 – 10 [52]	50 [52]	13,9 [24]
CUOMF [€/kW.ano]	20 – 60 [52]	93 [52]	15,3 [21]
CUOMV [€/MWh]	incluído nos CUOMF [52]	incluído nos CUOMF [52]	incluído nos CUOMF [21]
CUS [€/kWh]	30 % do custo de total de investimento [52]	50 % do custo de total de investimento [52]	13,9

Tabela 7.5 - Características tecno-económicas para SAE em 2030

	CAES adiabática	CAES diabática	Ácido chumbo	Ião de lítio	NaS	Baterias de fluxo
Nº de ciclos	35 anos [41]	35 anos [41]	3250 [41]	6500 [40]	7500 [40]	15 000 [40]
Eficiência de ciclo completo [%]	72,5 [41]	80 [40]	81 [40]	90 [41]	85 [40]	73 [40]
CUSCE [€/kW]	700 [40]	400 [40]	105 [40]	50 [41]	50 [41]	600 [40]
CUIS [€/kW]	s/info	s/info	s/info	s/info	s/info	s/info
CUSAE [€/kWh]	40 [40]	40 [40]	70 [40]	225 [41]	115 [41]	70 [40]
CUOMF [€/kW.ano]	21 [40]	12 [40]	6 [40]	10 [40]	35 [40]	15 [40]
CUOMV [€/MWh]	0 [40]	30 [40]	0 [40]	2 [40]	0 [40]	2 [40]
CUS [€/kWh]	s/info	s/info	s/info	s/info	s/info	s/info

7.2. Resultados cenário I

Tabela 7.6 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,084	134 %	0,112	129 %	0,144
CAES subterrânea	0,129	134 %	0,173	128 %	0,222
CAES superfície	0,127	135 %	0,172	129 %	0,222
ZEBRA	0,322	128 %	0,411	125%	0,514
Ácido chumbo	0,505	122 %	0,617	121 %	0,745
Ião de lítio	0,391	136 %	0,530	130 %	0,687
NaS	0,180	135 %	0,244	129 %	0,316
NiCd	0,908	117 %	1,065	116 %	1,239
VRB	0,302	135 %	0,408	129 %	0,527
ZnBr	0,273	117 %	0,320	116 %	0,372
PSB	0,533	121 %	0,643	121 %	0,775
TES AL	0,704	127 %	0,894	127 %	1,132
TES HT	2,548	125 %	3,174	123 %	3,889
Volante de inércia	0,979	136 %	1,333	130 %	1,732
SMES	1,706	136 %	2,322	130 %	3,016
Condensador	0,947	107 %	1,014	109 %	1,101
Supercondensador	0,414	136 %	0,562	130 %	0,728
Célula de combustível	0,484	136 %	0,657	130 %	0,851

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.7 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,070	143 %	0,101	134 %	0,135
CAES subterrânea	0,109	142 %	0,155	134 %	0,208
CAES superfície	0,112	140 %	0,157	133 %	0,209
ZEBRA	0,269	137 %	0,368	130 %	0,480
Ácido chumbo	0,448	126 %	0,567	124 %	0,705
Ião de lítio	0,386	133 %	0,515	130 %	0,669
NaS	0,185	131 %	0,243	128 %	0,312
NiCd	0,873	118 %	1,031	117 %	1,209
VRB	0,275	138 %	0,378	132 %	0,500
ZnBr	0,263	118 %	0,310	119 %	0,369
PSB	0,451	128 %	0,579	126 %	0,727
TES AL	0,586	137 %	0,804	132 %	1,057
TES HT	2,428	124 %	3,012	124 %	3,732
Volante de inércia	0,816	146 %	1,192	136 %	1,619
SMES	1,424	146 %	2,077	136 %	2,819
Condensador	0,892	108 %	0,966	110 %	1,063
Supercondensador	0,347	145 %	0,503	135 %	0,681
Célula de combustível	0,407	145 %	0,589	135 %	0,796

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.8 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,063	151 %	0,095	138 %	0,131
CAES subterrânea	0,098	150 %	0,146	138 %	0,201
CAES superfície	0,100	147 %	0,148	137 %	0,203
ZEBRA	0,259	138 %	0,357	132 %	0,471
Ácido chumbo	0,415	130 %	0,541	127 %	0,687
Ião de lítio	0,343	141 %	0,484	134 %	0,648
NaS	0,164	139 %	0,228	132 %	0,303
NiCd	0,851	119 %	1,011	118 %	1,194
VRB	0,244	146 %	0,355	136 %	0,485
ZnBr	0,256	119 %	0,304	118 %	0,359
PSB	0,449	126 %	0,568	126 %	0,715
TES AL	0,518	145 %	0,754	136 %	1,024
TES HT	2,147	132 %	2,825	128 %	3,613
Volante de inércia	0,723	155 %	1,118	140 %	1,568
SMES	1,261	155 %	1,949	140 %	2,730
Condensador	0,861	109 %	0,942	111 %	1,046
Supercondensador	0,308	154 %	0,472	140 %	0,659
Célula de combustível	0,360	153 %	0,552	140 %	0,771

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.9 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,101	134 %	0,135	129 %	0,174
CAES subterrânea	0,155	134 %	0,207	128 %	0,266
CAES superfície	0,153	135 %	0,206	129 %	0,267
ZEBRA	0,388	128 %	0,496	125 %	0,620
Ácido chumbo	0,610	122 %	0,744	121 %	0,899
Ião de lítio	0,471	136 %	0,639	130 %	0,828
NaS	0,217	135 %	0,294	129 %	0,380
NiCd	1,097	117 %	1,286	116 %	1,495
VRB	0,364	135 %	0,492	129 %	0,635
ZnBr	0,330	117 %	0,386	116 %	0,448
PSB	0,643	121 %	0,776	121 %	0,936
TES AL	0,849	127 %	1,079	127 %	1,366
TES HT	3,076	125 %	3,831	123 %	4,694
Volante de inércia	1,181	136 %	1,609	130 %	2,090
SMES	2,059	136 %	2,803	130 %	3,640
Condensador	1,130	107 %	1,210	109 %	1,314
Supercondensador	0,499	136 %	0,677	130 %	0,877
Célula de combustível	0,584	136 %	0,793	130 %	1,028

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.10 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,085	143 %	0,121	134 %	0,163
CAES subterrânea	0,131	142 %	0,186	134 %	0,249
CAES superfície	0,135	140 %	0,189	133 %	0,252
ZEBRA	0,325	137 %	0,444	130 %	0,580
Ácido chumbo	0,541	126 %	0,684	124 %	0,851
Ião de lítio	0,466	133 %	0,621	130 %	0,806
NaS	0,223	131 %	0,293	128 %	0,376
NiCd	1,054	118 %	1,245	117 %	1,459
VRB	0,331	138 %	0,456	132 %	0,603
ZnBr	0,317	118 %	0,374	119 %	0,445
PSB	0,544	128 %	0,699	126 %	0,877
TES AL	0,707	137 %	0,970	132 %	1,276
TES HT	2,931	124 %	3,636	124 %	4,504
Volante de inércia	0,985	146 %	1,438	136 %	1,953
SMES	1,719	146 %	2,506	136 %	3,402
Condensador	1,064	108 %	1,153	110 %	1,268
Supercondensador	0,417	145 %	0,606	135 %	0,819
Célula de combustível	0,491	145 %	0,711	135 %	0,961

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.11 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,076	151 %	0,114	138 %	0,158
CAES subterrânea	0,117	150 %	0,175	138 %	0,242
CAES superfície	0,121	147 %	0,178	137 %	0,244
ZEBRA	0,313	138 %	0,431	132 %	0,569
Ácido chumbo	0,501	130 %	0,653	127 %	0,829
Ião de lítio	0,413	141 %	0,583	134 %	0,781
NaS	0,198	139 %	0,275	132 %	0,364
NiCd	1,027	119 %	1,221	118 %	1,441
VRB	0,295	146 %	0,429	136 %	0,585
ZnBr	0,309	119 %	0,367	118 %	0,433
PSB	0,542	126 %	0,685	126 %	0,864
TES AL	0,626	145 %	0,910	136 %	1,236
TES HT	2,592	132 %	3,410	128 %	4,362
Volante de inércia	0,872	155 %	1,349	140 %	1,891
SMES	1,522	155 %	2,352	140 %	3,295
Condensador	1,026	109 %	1,123	111 %	1,247
Supercondensador	0,370	154 %	0,569	140 %	0,794
Célula de combustível	0,434	153 %	0,667	140 %	0,931

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.12 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,135	134 %	0,182	129 %	0,234
CAES subterrânea	0,207	134 %	0,277	129 %	0,357
CAES superfície	0,205	135 %	0,276	129 %	0,357
ZEBRA	0,522	128 %	0,667	125 %	0,834
Ácido chumbo	0,820	122 %	1,001	121 %	1,209
Ião de lítio	0,633	136 %	0,858	130 %	1,112
NaS	0,291	135 %	0,394	129 %	0,509
NiCd	1,475	117 %	1,730	116 %	2,011
VRB	0,490	135 %	0,661	129 %	0,854
ZnBr	0,443	117 %	0,519	116 %	0,603
PSB	0,865	121 %	1,044	121 %	1,258
TES AL	1,143	127 %	1,452	127 %	1,838
TES HT	4,138	125 %	5,153	123 %	6,314
Volante de inércia	1,588	136 %	2,163	130 %	2,810
SMES	2,770	136 %	3,770	130 %	4,896
Condensador	1,498	107 %	1,604	109 %	1,743
Supercondensador	0,669	136 %	0,908	130 %	1,176
Célula de combustível	0,786	136 %	1,066	130 %	1,382

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.13 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,114	143 %	0,163	134 %	0,219
CAES subterrânea	0,174	143 %	0,249	134 %	0,334
CAES superfície	0,181	140 %	0,253	133 %	0,337
ZEBRA	0,436	137 %	0,597	131 %	0,779
Ácido chumbo	0,727	126 %	0,920	124 %	1,144
Ião de lítio	0,626	133 %	0,834	130 %	1,083
NaS	0,299	131 %	0,393	128 %	0,504
NiCd	1,418	118 %	1,674	117 %	1,963
VRB	0,445	138 %	0,613	132 %	0,811
ZnBr	0,426	118 %	0,503	119 %	0,599
PSB	0,732	128 %	0,940	126 %	1,180
TES AL	0,832	137 %	1,140	132 %	1,500
TES HT	3,943	124 %	4,891	124 %	6,059
Volante de inércia	1,324	146 %	1,933	136 %	2,625
SMES	2,311	146 %	3,371	136 %	4,575
Condensador	1,410	108 %	1,527	110 %	1,680
Supercondensador	0,560	145 %	0,812	135 %	1,099
Célula de combustível	0,661	145 %	0,956	135 %	1,293

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.14 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
PHS	0,102	151 %	0,154	138 %	0,213
CAES subterrânea	0,156	151 %	0,234	138 %	0,324
CAES superfície	0,162	147 %	0,238	137 %	0,327
ZEBRA	0,420	138 %	0,579	132 %	0,765
Ácido chumbo	0,674	130 %	0,878	127 %	1,115
Ião de lítio	0,555	141 %	0,783	134 %	1,049
NaS	0,265	139 %	0,369	132 %	0,488
NiCd	1,381	119 %	1,642	118 %	1,939
VRB	0,396	146 %	0,576	136 %	0,785
ZnBr	0,416	119 %	0,493	118 %	0,581
PSB	0,730	126 %	0,922	126 %	1,162
TES AL	0,735	145 %	1,069	136 %	1,453
TES HT	3,486	132 %	4,587	128 %	5,867
Volante de inércia	1,172	155 %	1,814	140 %	2,542
SMES	2,047	155 %	3,163	140 %	4,431
Condensador	1,358	109 %	1,486	111 %	1,651
Supercondensador	0,496	154 %	0,762	140 %	1,064
Célula de combustível	0,584	153 %	0,897	140 %	1,252

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.15 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,099	133 %	0,132	128 %	0,169
CAES diabática	0,065	134 %	0,087	128 %	0,112
Ácido chumbo	0,066	122 %	0,081	120 %	0,097
Ião de lítio	0,113	130 %	0,147	130 %	0,191
NaS	0,095	122 %	0,117	121 %	0,141
Baterias de fluxo	0,176	132 %	0,233	127 %	0,297

Tabela 7.16 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,084	142 %	0,119	134 %	0,159
CAES diabática	0,055	142 %	0,078	134 %	0,105
Ácido chumbo	0,065	121 %	0,078	121 %	0,095
Ião de lítio	0,124	123 %	0,153	125 %	0,190
NaS	0,086	126 %	0,108	124 %	0,134
Baterias de fluxo	0,151	140 %	0,210	132 %	0,278

Tabela 7.17 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 1033 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,075	149 %	0,112	137 %	0,154
CAES diabática	0,050	150 %	0,074	138 %	0,102
Ácido chumbo	0,058	127 %	0,074	124 %	0,092
Ião de lítio	0,111	130 %	0,144	133 %	0,191
NaS	0,103	114 %	0,118	118 %	0,139
Baterias de fluxo	0,136	146 %	0,199	136 %	0,270

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.18 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,146	134 %	0,195	128 %	0,250
CAES diabática	0,071	133 %	0,0945	128 %	0,121
Ácido chumbo	0,080	122 %	0,097	120 %	0,117
Ião de lítio	0,136	130 %	0,177	130 %	0,230
NaS	0,115	122 %	0,140	121 %	0,169
Baterias de fluxo	0,212	132 %	0,280	127 %	0,357

Tabela 7.19 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,123	142 %	0,175	134 %	0,234
CAES diabática	0,060	142 %	0,085	134 %	0,114
Ácido chumbo	0,078	121 %	0,094	121 %	0,114
Ião de lítio	0,149	123 %	0,184	125 %	0,229
NaS	0,103	126 %	0,130	124 %	0,161
Baterias de fluxo	0,181	140 %	0,253	132 %	0,335

Tabela 7.20 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 2614 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,110	150 %	0,165	138 %	0,227
CAES diabática	0,054	149 %	0,080	137 %	0,110
Ácido chumbo	0,070	127 %	0,089	124 %	0,110
Ião de lítio	0,133	130 %	0,173	133 %	0,230
NaS	0,124	114 %	0,141	118 %	0,167
Baterias de fluxo	0,163	146 %	0,239	136 %	0,325

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.21 - LCOS estimado para tempo de vida de 15 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,194	134 %	0,260	128 %	0,333
CAES diabática	0,094	133 %	0,126	128 %	0,161
Ácido chumbo	0,107	122 %	0,131	120 %	0,157
Ião de lítio	0,181	130 %	0,236	130 %	0,308
NaS	0,153	122 %	0,188	121 %	0,226
Baterias de fluxo	0,284	132 %	0,375	127 %	0,478

Tabela 7.22 - LCOS estimado para tempo de vida de 20 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,165	142 %	0,234	134 %	0,312
CAES diabática	0,080	142 %	0,113	134 %	0,151
Ácido chumbo	0,105	121 %	0,127	121 %	0,153
Ião de lítio	0,199	123 %	0,246	125 %	0,306
NaS	0,138	126 %	0,174	124 %	0,215
Baterias de fluxo	0,243	140 %	0,339	132 %	0,448

Tabela 7.23 - LCOS estimado para tempo de vida de 25 anos e capacidade de armazenamento 5503 kWh. Ano 2030

	LCOS a 5% [€/kWh]	Aumento 5%- 10%	LCOS a 10% [€/kWh]	Aumento 10%-15%	LCOS a 15% [€/kWh]
CAES adiabática	0,147	150 %	0,220	138 %	0,303
CAES diabática	0,072	149 %	0,107	137 %	0,147
Ácido chumbo	0,094	127 %	0,120	124 %	0,148
Ião de lítio	0,179	130 %	0,232	133 %	0,308
NaS	0,165	114 %	0,189	118 %	0,223
Baterias de fluxo	0,218	146 %	0,320	136 %	0,435

7.3. Gráficos cenário I

PHS

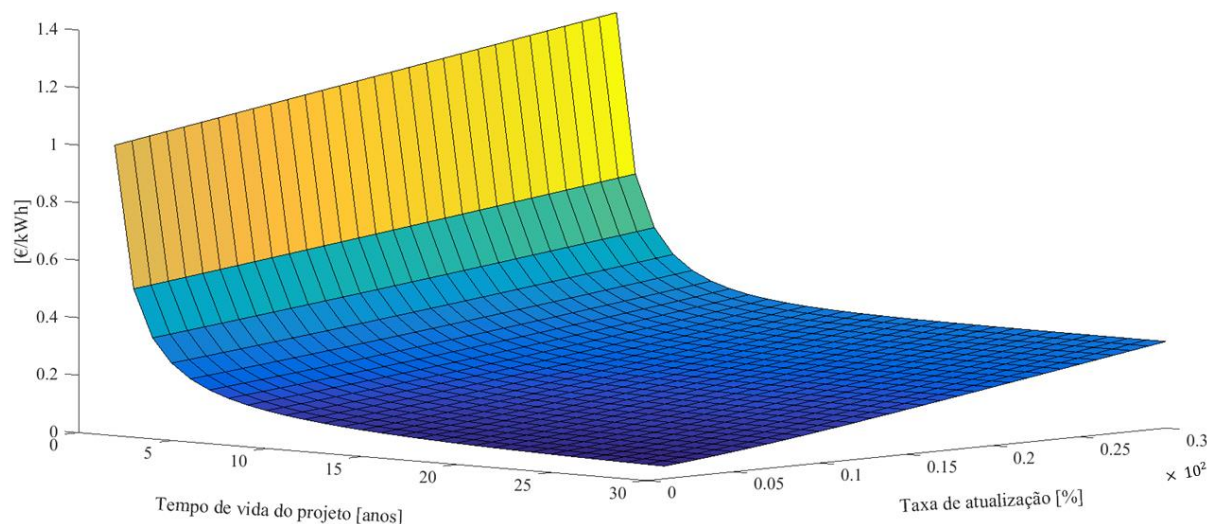


Figura 7.1 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia PHS com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

CAES subterrânea

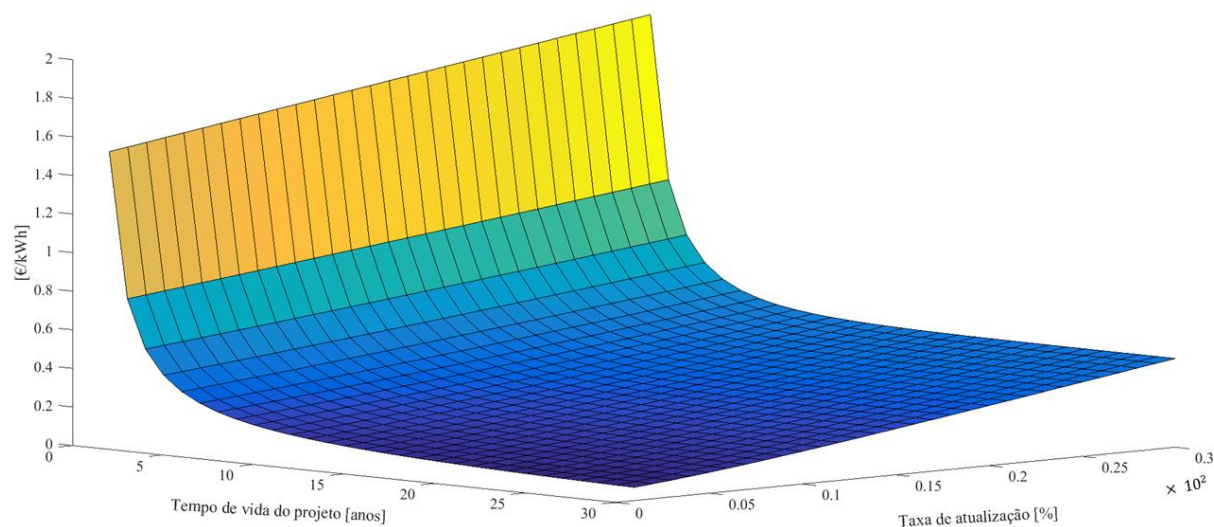


Figura 7.2 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES subterrânea com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

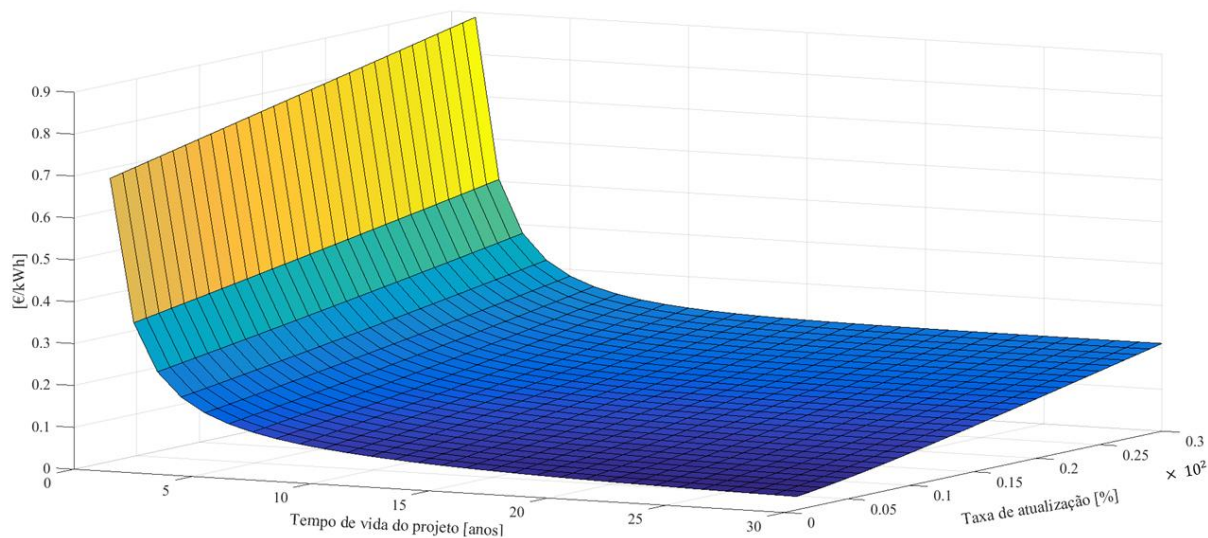


Figura 7.3 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES diabatica para o ano 2030 com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

CAES à superfície

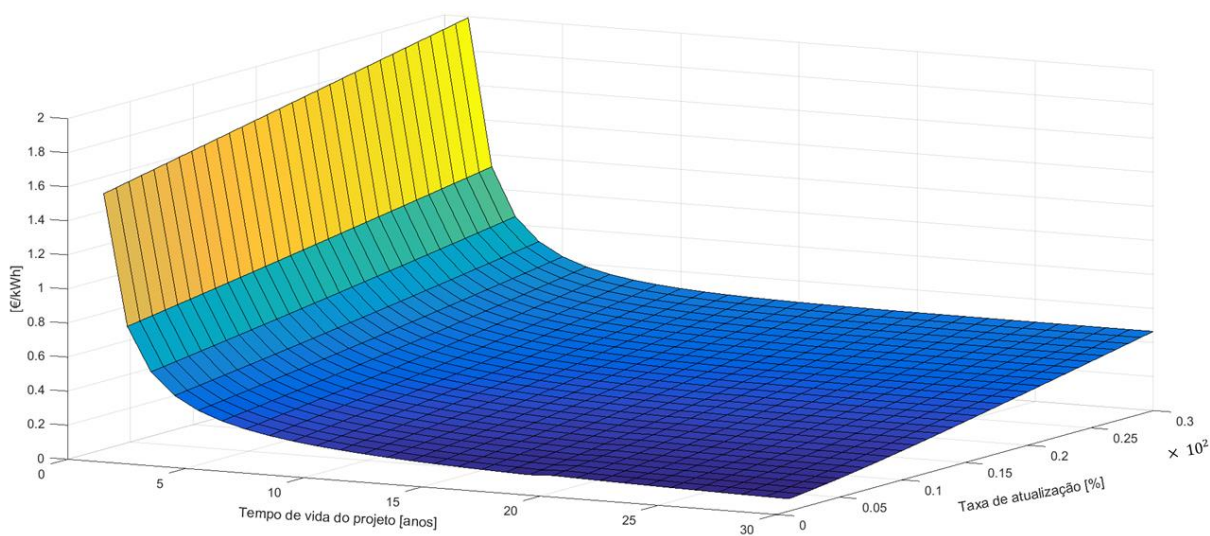


Figura 7.4: Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia CAES à superfície com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria ZEBRA

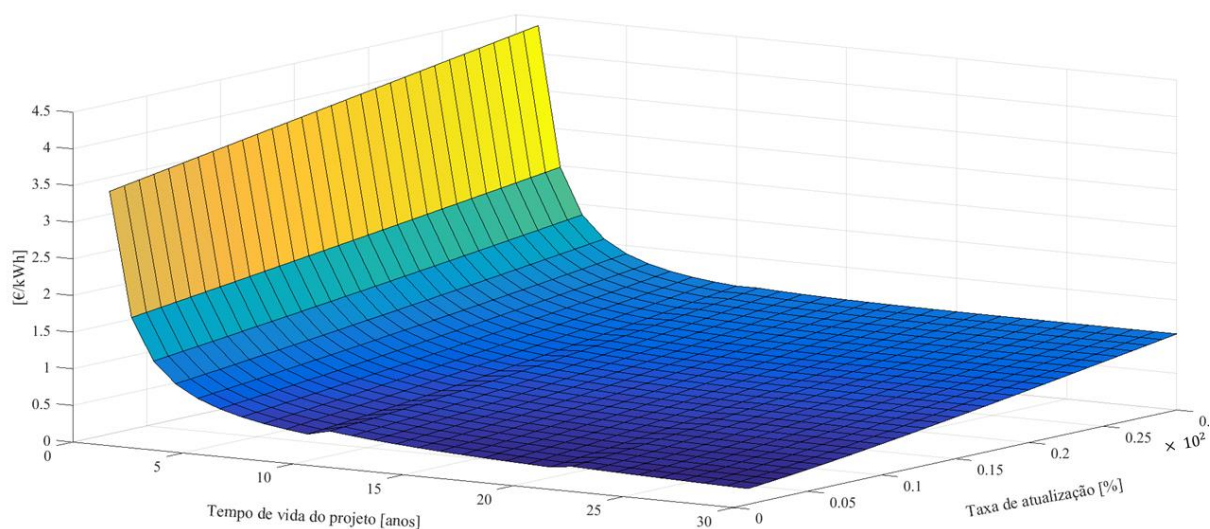


Figura 7.5 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ZEBRA com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria ácido-chumbo

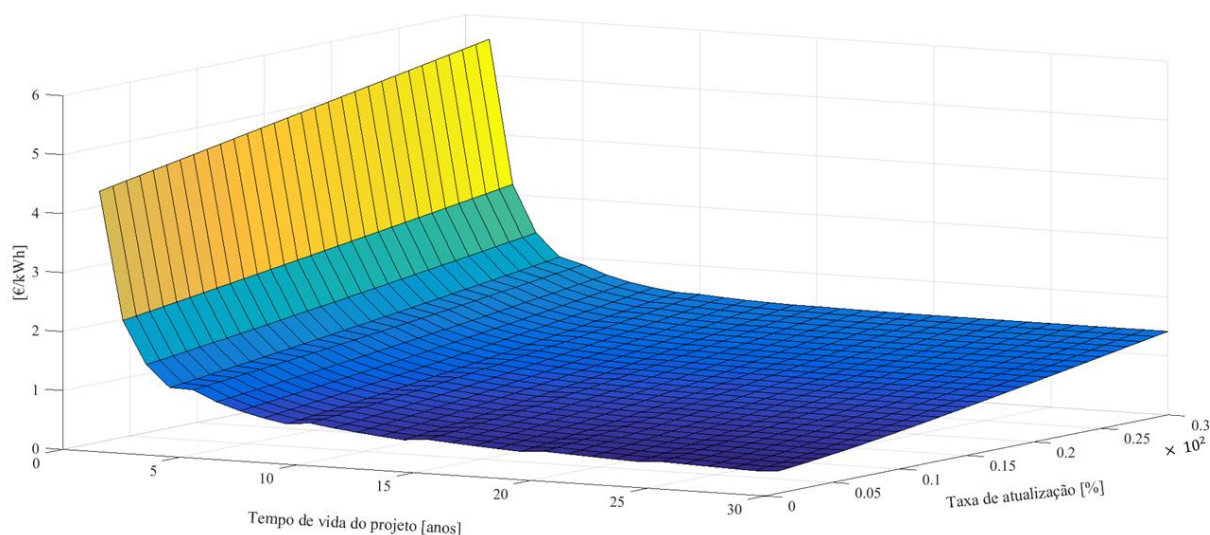


Figura 7.6 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ácido chumbo com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

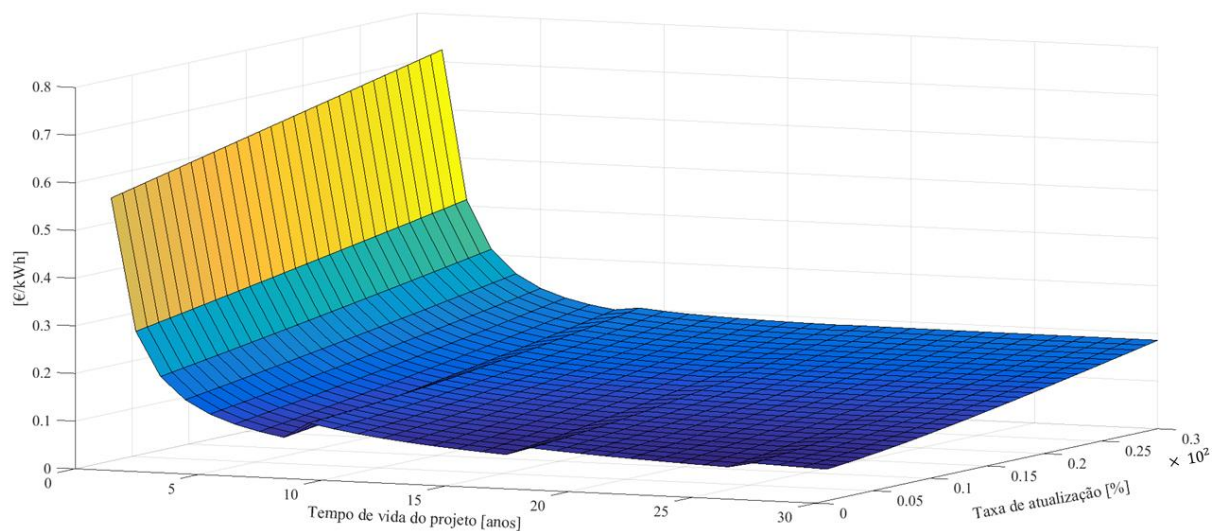


Figura 7.7 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ácido chumbo para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria de ião de lítio

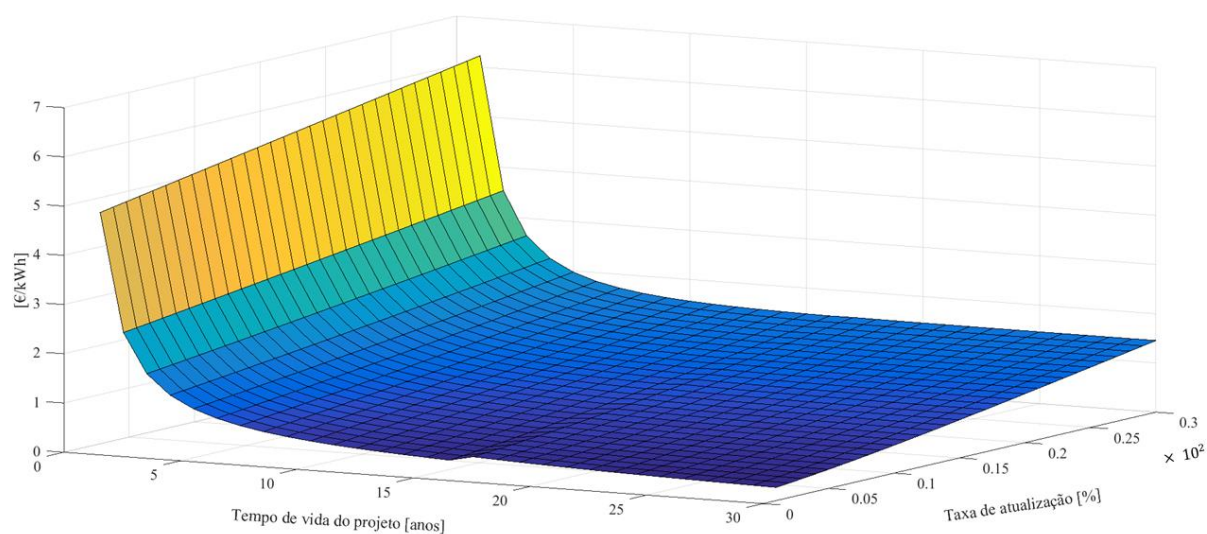


Figura 7.8 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de ião de lítio com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

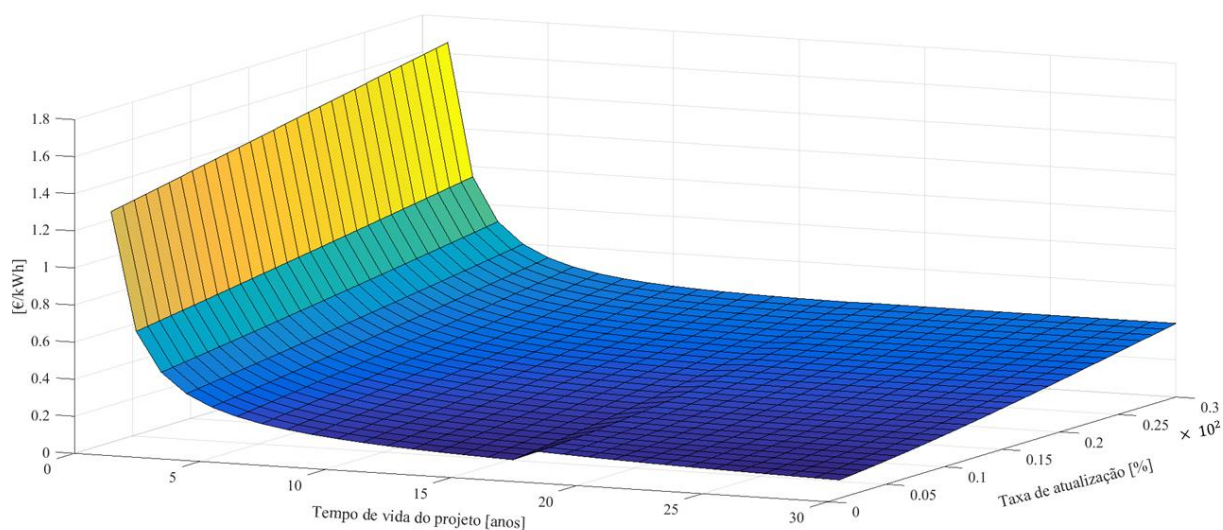


Figura 7.9 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria ião de lítio para o ano 2030 com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria sódio enxofre

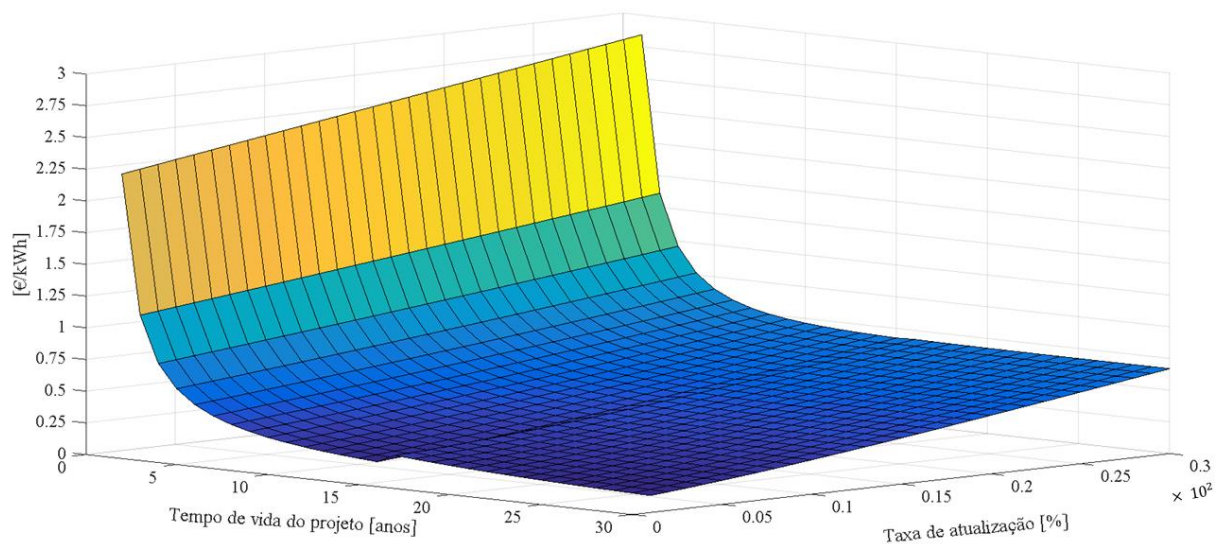


Figura 7.10 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria sódio enxofre com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

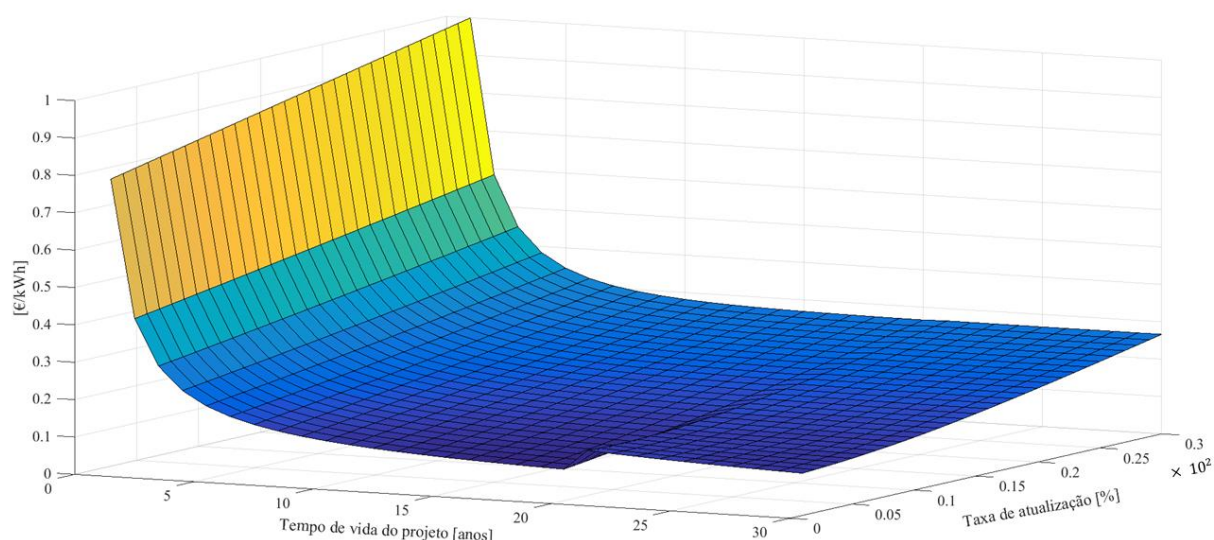


Figura 7.11 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria sódio enxofre para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto 2030

Bateria de níquel cádmio

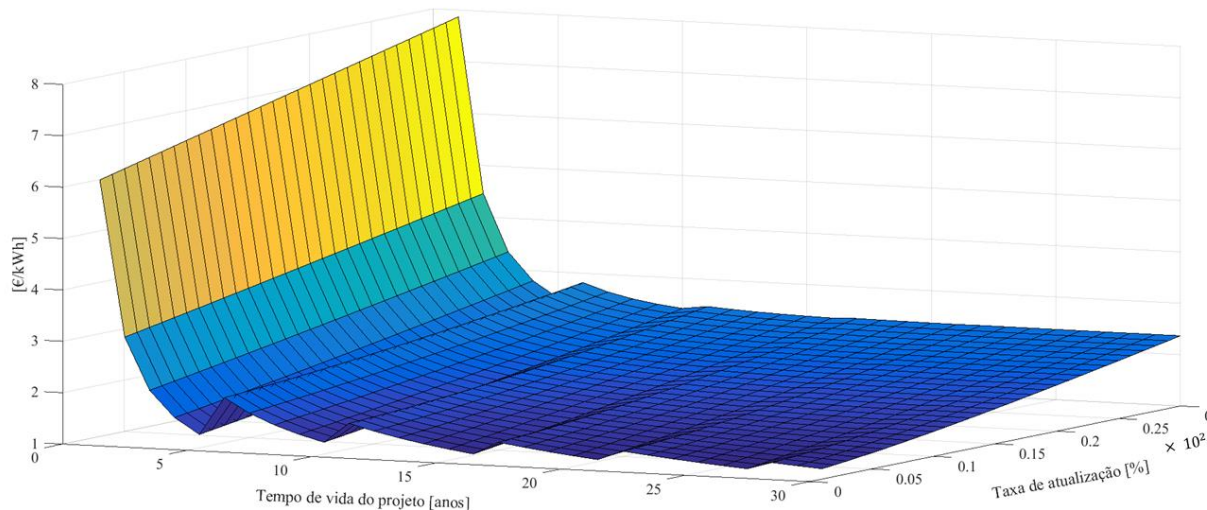


Figura 7.12 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a de bateria níquel cádmio com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria de vanádio redox

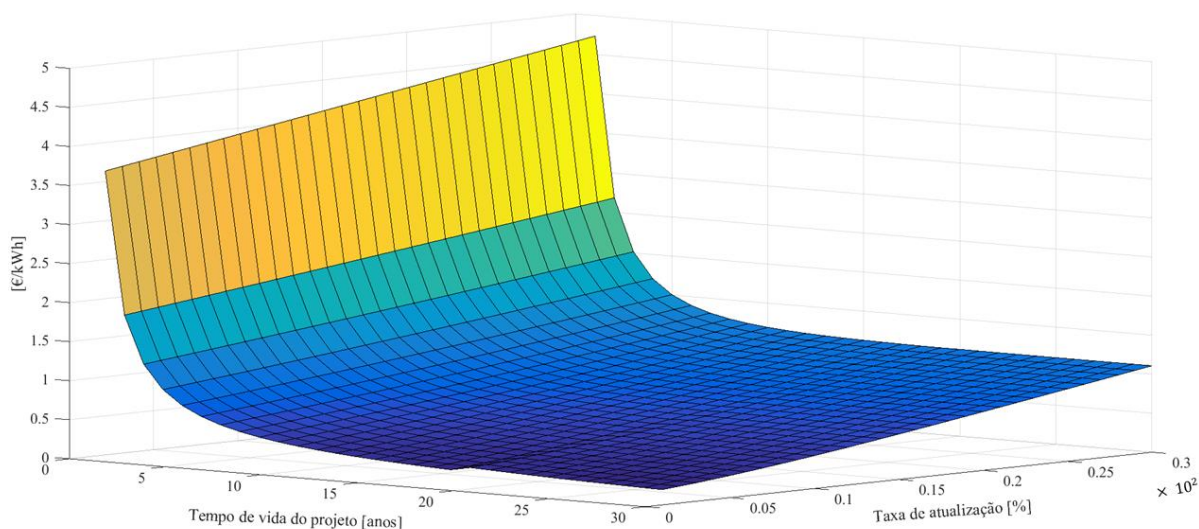


Figura 7.13 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de vanádio redox com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

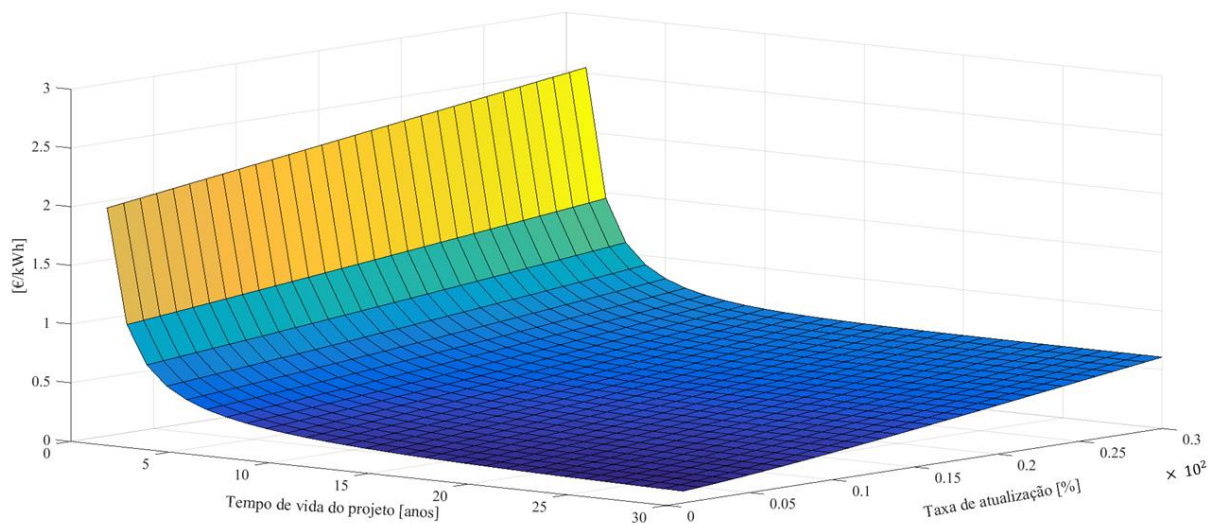


Figura 7.14 - Custo nivelado do armazenamento de energia para as baterias de fluxo para o ano 2030, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria de brometo de zinco

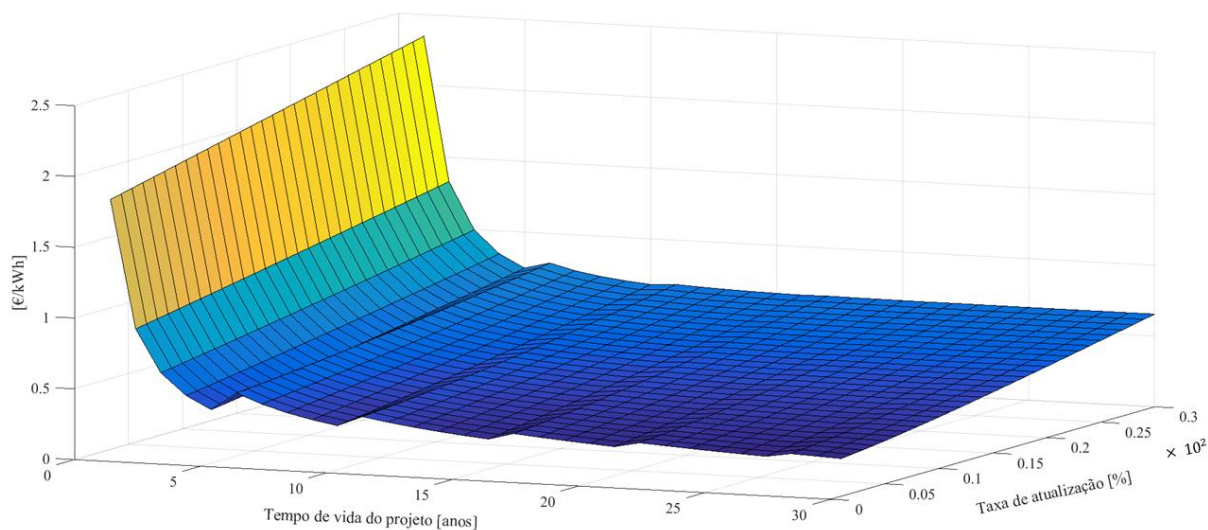


Figura 7.15 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a de bateria brometo de zinco com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Bateria polissufeto de brometo (PSB)

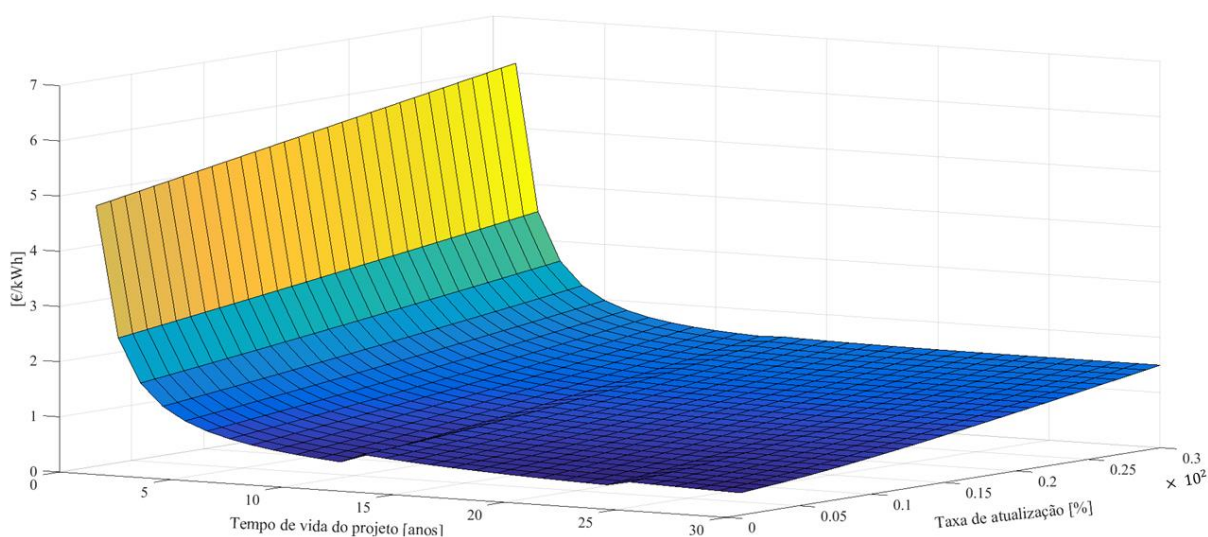


Figura 7.16 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a bateria de polissufeto de brometo com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Térmica de baixa temperatura (AL-TES)

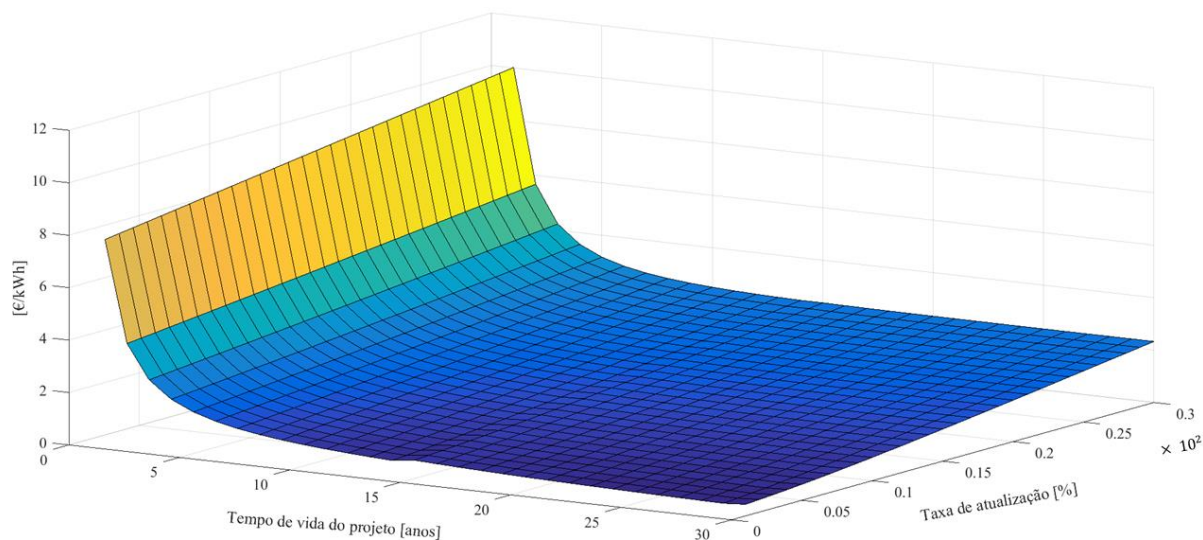


Figura 7.17 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia térmica de baixa temperatura com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Térmica de elevada temperatura (HT-TES)

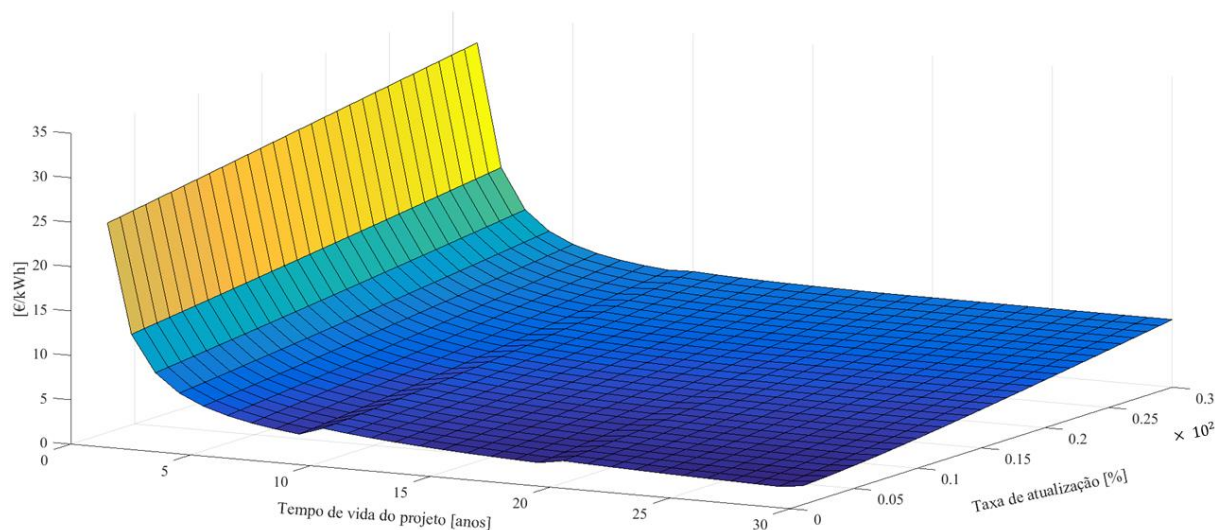


Figura 7.18 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia térmica de elevada temperatura com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Volante de inércia

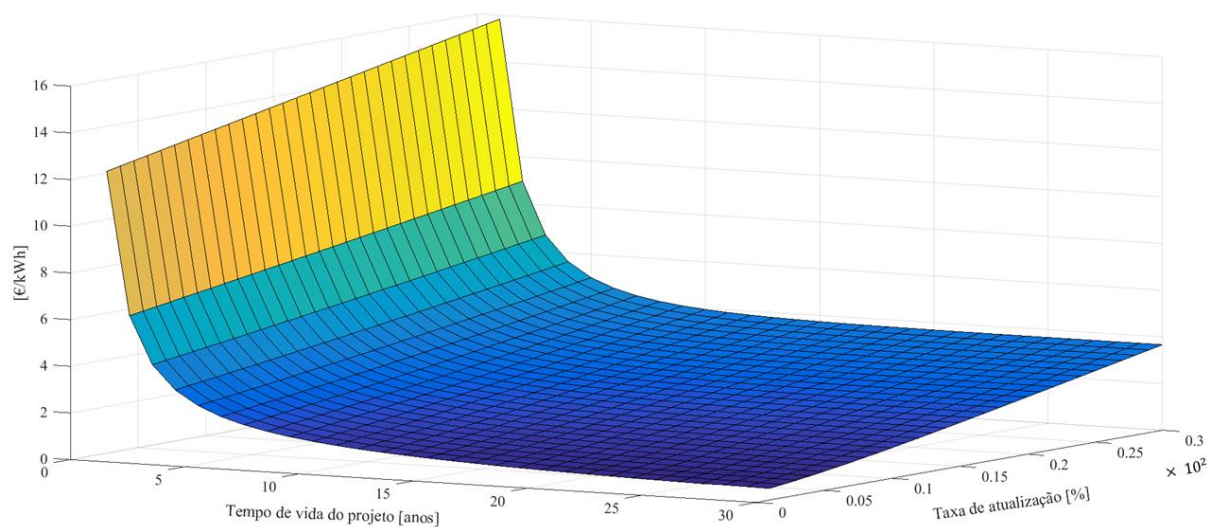


Figura 7.19 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia volante de inércia com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Supercondutor magnético (SMES)

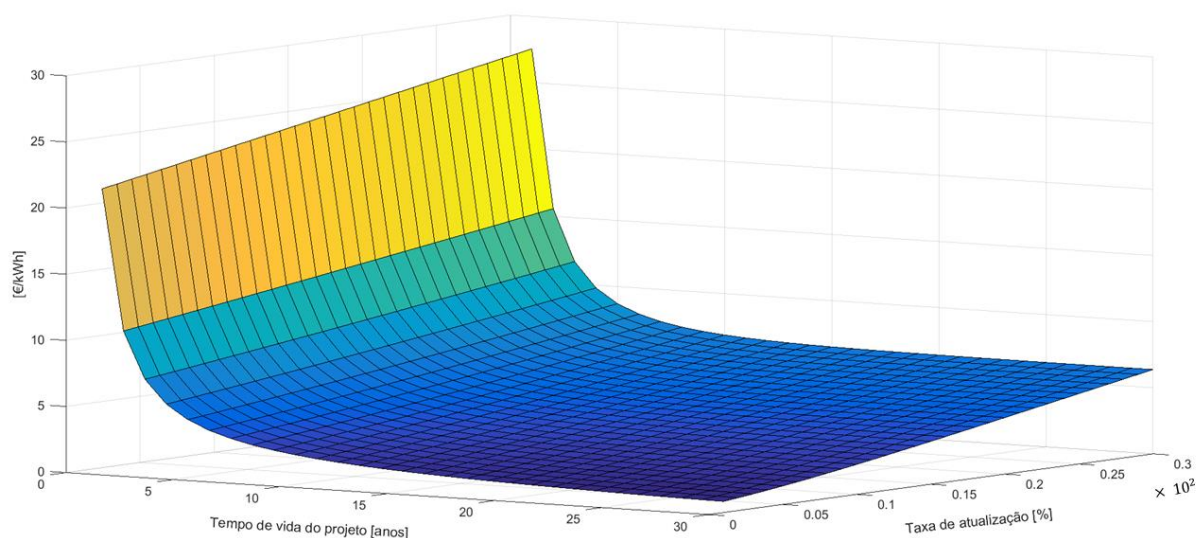


Figura 7.20 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia supercondutor magnético com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Condensador

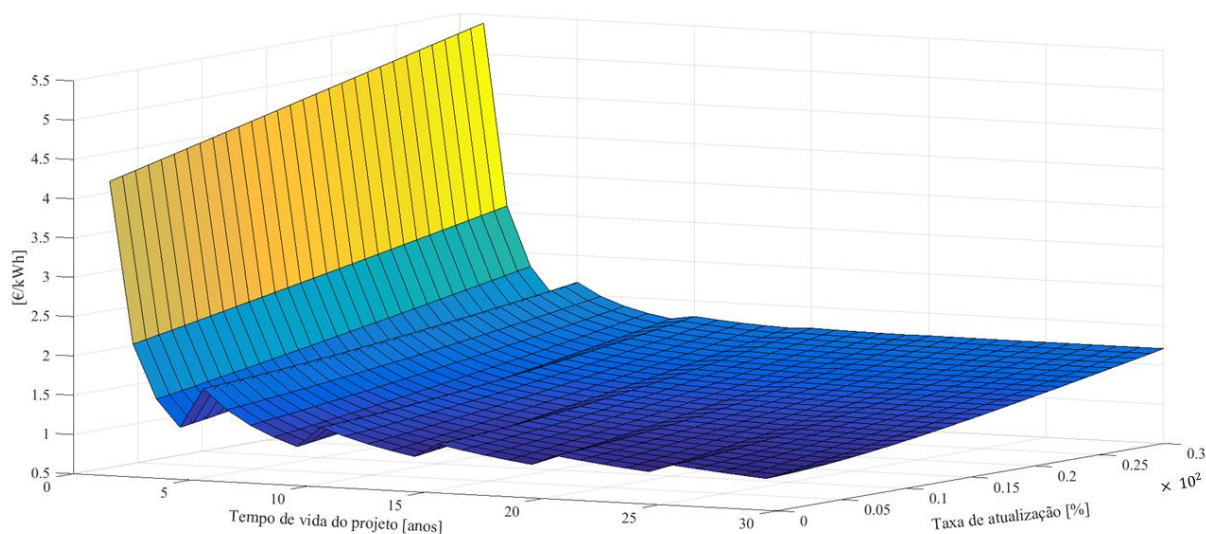


Figura 7.21 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia condensador com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Supercondensador

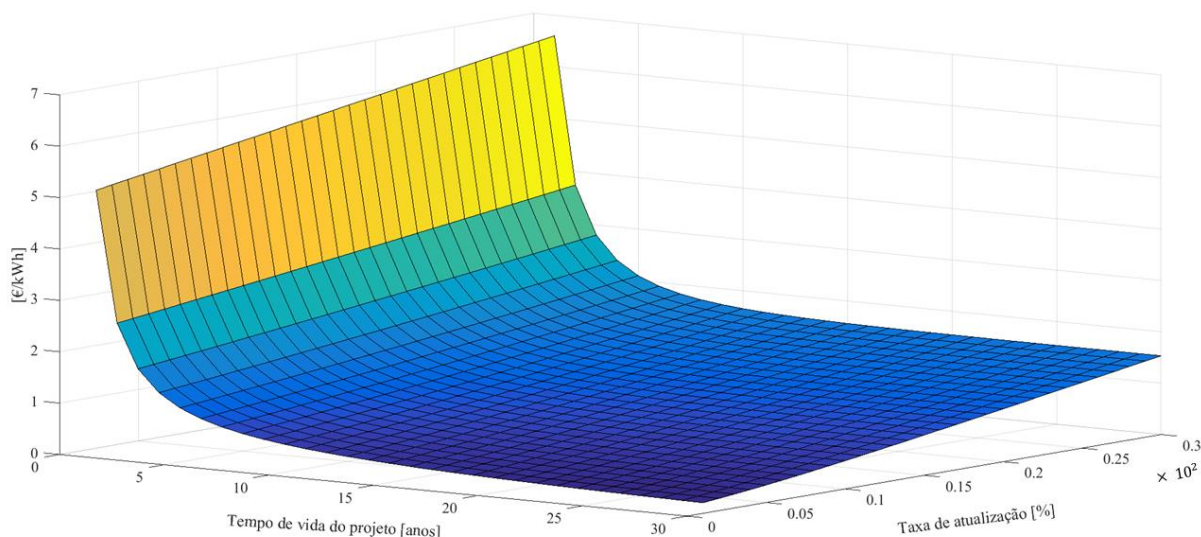


Figura 7.22 - Custo nivelado do armazenamento de energia para a tecnologia supercondensador com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

Célula de combustível

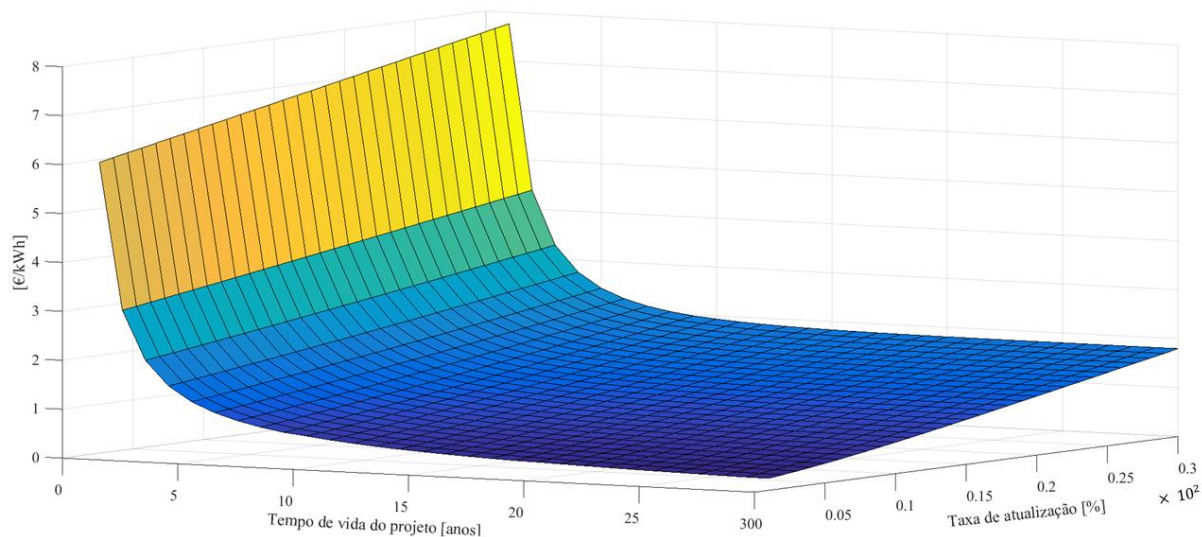


Figura 7.23 - Custo nivelado do armazenamento de energia do hidrogénio, com uma capacidade de armazenamento de 2614 kWh. Com a variação da taxa de atualização e do tempo de vida do projeto

7.4. Resultados cenário II

Tabela 7.24 - Resultados cenário 2 para a tecnologia PHS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 88,00%

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	8236,84	470,25	606,83	22,09	2 905 000	0,542
2,00	8290,39	460,95	594,82	22,11	1 622 500	0,307
3,00	8207,86	451,11	582,13	22,14	1 196 710	0,230
4,00	7957,35	439,20	566,77	22,16	981 250	0,194
5,00	7538,77	414,33	534,67	22,22	853 000	0,178
6,00	7280,85	385,50	497,46	22,28	765 790	0,172
7,00	6847,06	357,74	461,64	22,34	704 230	0,170
8,00	6384,86	337,54	435,57	22,39	663 190	0,168
9,00	6087,98	318,46	410,96	22,43	627 280	0,168
10,00	5774,35	295,80	381,71	22,48	596 500	0,173
11,00	5450,42	280,97	362,57	22,51	570 850	0,175
12,00	5221,33	263,65	340,23	22,55	555 460	0,180
13,00	4965,37	252,40	325,70	22,58	534 940	0,182
14,00	4668,00	235,28	303,62	22,61	524 680	0,190
15,00	4479,82	230,03	296,84	22,63	509 290	0,189

Tabela 7.25 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES subterrânea, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 80,62%

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	5469,78	275,09	423,24	22,01	4 415 000	1,381
2,00	5294,27	276,20	424,95	22,00	2 307 500	0,719
3,00	5359,85	266,60	410,17	22,04	1 607 810	0,519
4,00	5200,77	257,37	395,99	22,08	1 253 750	0,420
5,00	5038,80	245,57	267,69	22,13	1 043 000	0,366
6,00	4729,66	230,80	355,09	22,19	899 690	0,337
7,00	4405,13	216,19	332,63	22,25	798 530	0,319
8,00	4208,40	203,73	313,45	22,30	731 090	0,308
9,00	4022,70	189,00	290,79	22,36	672 080	0,304
10,00	3799,81	176,69	271,84	22,41	621 500	0,302
11,00	3621,49	169,27	260,43	22,44	579 350	0,297
12,00	3391,01	158,63	244,06	22,48	554 060	0,299
13,00	3237,12	152,68	234,90	22,51	520 340	0,295
14,00	3069,97	143,86	221,34	22,54	503 480	0,299
15,00	2923,49	138,13	212,52	22,57	478 190	0,299

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.26 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES à superfície, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	9108,41	506,99	633,78	22,17	4 670 000	0,783
2,00	8990,63	510,04	637,59	22,16	2 607 500	0,435
3,00	8629,28	494,11	617,68	22,19	1 922 750	0,331
4,00	8455,04	466,50	583,16	22,25	1 576 250	0,288
5,00	8188,68	447,08	558,98	22,28	1 370 000	0,261
6,00	7787,24	423,85	529,84	22,33	1 229 750	0,247
7,00	7345,83	392,60	490,78	22,24	1 130 750	0,245
8,00	7023,75	370,10	462,65	22,43	1 064 750	0,244
9,00	6570,37	342,82	428,55	22,48	1 007 000	0,248
10,00	6270,56	322,77	403,49	22,53	957 500	0,252
11,00	5912,01	303,30	379,14	22,56	916 250	0,257
12,00	5653,82	288,09	360,14	22,59	891 500	0,262
13,00	5354,45	276,48	345,62	22,61	858 500	0,264
14,00	5154,84	258,71	323,41	22,64	842 000	0,275
15,00	4854,22	247,58	309,49	22,66	817 250	0,280

Tabela 7.27 - Resultados cenário 2 para a bateria ZEBRA, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 93,27 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	11076,58	658,1636	756,5714	22,38	2 896 966	0,886	5
2,00	10884,47	646,113	742,719	22,40	2 280 062	0,740	5
3,00	10425,40	601,4957	691,4306	22,45	2 074 270	0,706	5
4,00	10407,76	603,7617	694,0354	22,45	1 971 846	0,709	5
5,00	10034,75	565,9308	650,548	22,49	1 910 014	0,737	5
6,00	9480,99	534,2912	614,1777	22,53	1 868 950	0,760	5
7,00	8990,88	499,8352	574,5699	22,57	1 839 214	0,808	5
8,00	8569,53	470,1879	540,4898	22,60	1 817 502	0,845	5
9,00	8041,86	435,9155	501,093	22,64	1 800 038	0,911	5
10,00	7663,70	414,2582	476,1976	22,66	1 786 350	0,951	5
11,00	7261,15	390,1227	448,4533	22,69	1 775 494	1,005	5
12,00	6956,70	367,3798	422,31	22,72	1 766 054	1,055	5
13,00	6630,66	347,1087	399,0079	22,74	1 758 030	1,116	5
14,00	6334,62	334,4608	384,4689	22,75	1 751 422	1,150	5
15,00	6030,87	316,3391	363,6377	22,77	1 745 286	1,219	5

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.28 - Resultados cenário 2 para a bateria de ácido chumbo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44%

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	8990,26	509,48	636,89	22,16	3 234 835	1,456	3
2,00	8927,46	495,02	618,81	22,19	2 627 070	1,296	3
3,00	8923,50	494,68	618,39	22,19	2 424 330	1,237	3
4,00	8570,96	475,74	594,71	22,23	2 323 425	1,263	3
5,00	8213,36	443,95	554,97	22,29	2 262 510	1,329	3
6,00	7839,50	421,74	527,21	22,33	2 222 055	1,388	3
7,00	7337,55	396,69	495,89	22,38	2 192 760	1,489	3
8,00	6882,00	361,99	452,51	22,44	2 171 370	1,601	3
9,00	6556,26	342,50	428,15	22,48	2 154 165	1,675	3
10,00	6239,33	327,77	409,74	22,51	2 140 680	1,743	3
11,00	5930,17	306,11	382,65	22,55	2 129 985	1,851	3
12,00	5653,01	288,87	361,11	22,58	2 120 685	1,960	3
13,00	5434,40	273,47	341,90	22,61	2 112 780	2,071	3
14,00	5123,69	259,16	323,97	22,64	2 106 270	2,206	3
15,00	4901,93	247,35	309,21	22,66	2 100 225	2,298	3

Tabela 7.29 - Resultados cenário 2 para a tecnologia ião de lítio, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 94,87 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	11997,00	733,24	814,6805	22,51	3 807 945	1,034	7
2,00	11843,62	707,87	786,4986	22,54	3 077 794	0,892	7
3,00	11705,28	696,98	774,3991	22,54	3 000 936	0,891	7
4,00	11372,51	665,99	739,9632	22,57	2 900 465	0,904	7
5,00	10868,60	620,22	689,1073	22,61	2 839 812	0,951	7
6,00	10458,14	596,13	662,3382	22,63	2 799 531	0,984	7
7,00	9780,70	555,71	617,4283	22,66	2 770 361	1,043	7
8,00	9288,47	526,52	585,0029	22,69	2 749 064	1,091	7
9,00	8799,15	488,06	542,2744	22,72	2 731 933	1,172	7
10,00	8409,53	464,51	516,1026	22,74	2 718 506	1,226	7
11,00	7962,21	433,35	481,4813	22,77	2 707 857	1,305	7
12,00	7577,00	408,41	453,7778	22,79	2 698 597	1,383	7
13,00	7262,75	387,67	430,7334	22,81	2 690 726	1,441	7
14,00	6883,02	367,71	408,5543	22,82	2 684 244	1,527	7
15,00	6526,42	351,69	390,7567	22,84	2 678 225	1,584	7

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.30 - Resultados cenário 2 para a tecnologia NaS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 90,83%

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	9769,56	554,23	671,7843	22,39	1 930 439	0,680	7
2,00	9663,52	554,53	672,1443	22,24	1 452 077	0,536	7
3,00	9306,11	534,66	648,0598	22,27	1 270 175	0,502	7
4,00	9063,09	511,64	620,1582	22,31	1 213 079	0,511	7
5,00	8790,77	489,65	593,5056	22,34	1 165 133	0,519	7
6,00	8373,23	462,31	560,3671	22,39	1 133 291	0,532	7
7,00	7987,78	429,84	521,0084	22,44	1 110 233	0,567	7
8,00	7564,35	395,08	478,8773	22,50	1 093 397	0,605	7
9,00	7070,73	374,14	453,4972	22,53	1 079 855	0,640	7
10,00	6770,61	356,94	432,6511	22,56	1 069 241	0,655	7
11,00	6388,68	333,58	404,3372	22,60	1 060 823	0,700	7
12,00	6115,82	315,93	382,9412	22,62	1 053 503	0,735	7
13,00	5770,61	301,32	365,2349	22,65	1 047 281	0,764	7
14,00	5508,94	284,95	345,3936	22,67	1 042 157	0,809	7
15,00	5290,58	272,89	330,7682	22,69	1 037 399	0,840	7

Tabela 7.31 - Resultados cenário 2 para a tecnologia NiCd, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 81,55 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	5747,84	297,75	447,72	21,99	3 173 396	3,138	4
2,00	5574,93	293,79	441,76	22,01	2 861 023	3,094	4
3,00	5634,06	282,25	424,41	22,05	2 742 240	3,147	4
4,00	5453,78	274,88	413,33	22,08	2 704 956	3,243	4
5,00	5299,63	262,85	395,24	22,13	2 673 647	3,446	4
6,00	4977,13	244,96	368,34	22,19	2 652 854	3,674	4
7,00	4663,22	232,34	349,36	22,24	2 637 797	3,838	4
8,00	4459,78	217,71	327,36	22,30	2 626 803	4,045	4
9,00	4167,58	203,24	305,61	22,35	2 617 960	4,393	4
10,00	3947,40	189,87	285,50	22,41	2 611 029	4,726	4
11,00	3802,41	179,17	269,42	22,45	2 605 532	4,919	4
12,00	3597,21	169,27	254,52	22,48	2 600 752	5,332	3
13,00	3457,43	160,67	241,59	22,52	2 596 689	5,460	4
14,00	3237,11	150,95	226,97	22,56	2 593 343	5,852	4
15,00	3107,60	147,63	221,98	22,57	2 590 236	6,059	4

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.32 - Resultados cenário 2 para a tecnologia VRB, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 79,37 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	5121,31	251,61	399,40	22,01	2 501 598	1,712	14
2,00	5092,00	249,64	396,27	22,02	1 861 168	1,272	13
3,00	5054,66	242,95	385,66	22,02	1 647 528	1,153	13
4,00	4751,75	236,07	374,73	22,08	1 541 198	1,113	13
5,00	4598,85	223,51	354,79	22,13	1 477 008	1,121	13
6,00	4434,23	213,79	339,38	22,18	1 434 378	1,136	13
7,00	4170,41	198,56	315,19	22,25	1 403 508	1,195	13
8,00	3983,07	183,76	291,70	22,31	1 380 968	1,273	12
9,00	3775,34	176,17	279,65	22,35	1 362 838	1,306	13
10,00	3572,50	160,83	255,58	22,41	1 348 628	1,417	13
11,00	3339,21	153,72	244,02	22,45	1 337 358	1,476	12
12,00	3216,54	148,39	235,56	22,47	1 327 558	1,516	12
13,00	3015,46	138,51	219,88	22,51	1 319 228	1,612	12
14,00	2914,90	135,46	215,04	22,51	1 312 368	1,642	12
15,00	2717,23	126,35	200,56	22,57	1 305 998	1,754	12

Tabela 7.33 - Resultados cenário 2 para a tecnologia ZnBr, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 81,24 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	5640,75	288,32	436,85	22,00	1 670 346	1,372	4
2,00	5650,95	281,20	426,07	22,03	1 090 038	1,069	4
3,00	5589,19	276,88	419,52	22,05	896 454	1,002	4
4,00	5366,12	274,24	415,51	22,06	800 106	0,953	4
5,00	5116,30	254,58	385,74	22,14	741 942	1,019	4
6,00	4923,41	237,09	361,23	22,20	703 314	1,044	4
7,00	4589,91	222,34	336,91	22,26	675 342	1,127	4
8,00	4346,47	209,89	318,01	22,31	654 918	1,156	4
9,00	4123,54	195,21	295,78	22,37	638 490	1,212	4
10,00	3953,17	188,99	286,35	22,39	625 614	1,237	4
11,00	3735,72	174,03	263,69	22,45	615 402	1,394	4
12,00	3513,44	165,50	250,76	22,48	606 522	1,458	4
13,00	3354,77	158,11	239,57	22,48	598 974	1,478	4
14,00	3186,53	151,07	228,89	22,54	592 758	1,556	4
15,00	3030,88	142,69	216,21	22,57	586 986	1,634	4

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.34 - Resultados cenário 2 para a tecnologia PSB, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 67,50%

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	5945,21	303,73	449,96	22,02	4 975 749	3,037	13
2,00	5910,20	300,89	445,74	22,03	3 085 827	1,906	13
3,00	5710,87	299,13	443,14	22,04	2 455 371	1,528	13
4,00	5555,78	288,18	426,92	22,08	2 141 589	1,385	13
5,00	5429,59	273,37	404,97	22,13	1 952 163	1,332	13
6,00	5155,95	256,64	380,19	22,19	1 826 361	1,328	13
7,00	4891,45	240,08	355,65	22,25	1 735 263	1,349	13
8,00	4649,05	226,89	336,12	22,30	1 668 747	1,374	13
9,00	4410,70	207,74	307,84	22,37	1 615 245	1,453	13
10,00	4100,77	198,21	293,63	22,41	1 573 311	1,484	13
11,00	3954,49	187,07	277,14	22,45	1 540 053	1,539	13
12,00	3752,08	176,31	261,20	22,49	1 511 133	1,603	13
13,00	3574,35	171,23	253,66	22,51	1 486 551	1,624	13
14,00	3344,79	160,98	238,48	22,54	1 466 307	1,704	13
15,00	3209,19	152,59	226,05	22,57	1 447 509	1,775	13

Tabela 7.35 - Resultados cenário 2 para a tecnologia AL-TES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 70,71 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	3310,72	145,41	290,83	22,03	10 338 501	11,464	15
2,00	3167,77	144,41	288,83	22,03	5 175 851	5,832	15
3,00	3264,09	145,79	291,58	22,02	3 453 651	3,890	15
4,00	3021,76	137,67	275,36	22,09	2 596 501	3,124	15
5,00	3008,16	126,24	252,50	22,17	2 079 051	2,752	15
6,00	2796,98	120,92	241,84	22,21	1 735 401	2,419	15
7,00	2640,90	112,02	224,05	22,28	1 486 551	2,256	15
8,00	2516,35	103,65	207,30	22,34	1 304 851	2,159	15
9,00	2357,83	97,99	195,98	22,39	1 158 701	2,045	15
10,00	2231,47	92,25	184,51	22,43	1 044 151	1,974	15
11,00	2080,38	85,24	170,48	22,49	953 301	1,966	15
12,00	1933,35	78,94	157,89	22,53	874 301	1,963	15
13,00	1905,41	75,79	151,58	22,56	807 151	1,903	15
14,00	1809,97	73,00	146,00	22,58	751 851	1,855	15
15,00	1716,04	68,86	137,72	22,61	700 501	1,847	15

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.36 - Resultados cenário 2 para a tecnologia HT-TES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 65,19 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	2481,00	99,19	233,41	22,11	27 577 700	46,15	10
2,00	2481,58	99,17	233,35	22,11	13 854 200	24,06	10
3,00	2468,81	98,34	231,40	22,12	9 276 200	16,82	10
4,00	2409,11	93,96	221,10	22,17	6 997 700	13,73	10
5,00	2273,44	89,61	210,86	22,21	5 622 200	11,95	10
6,00	2168,96	87,29	205,39	22,23	4 708 700	10,59	10
7,00	1956,85	76,27	179,48	22,35	4 047 200	10,73	10
8,00	1839,35	70,85	166,73	22,40	3 564 200	10,47	10
9,00	1759,86	68,79	161,86	22,43	3 175 700	9,88	10
10,00	1659,52	64,02	150,66	22,47	2 871 200	9,85	10
11,00	1610,45	60,27	141,83	22,51	2 629 700	9,83	10
12,00	1522,96	56,27	132,40	22,55	2 419 700	9,93	10
13,00	1453,18	53,02	124,77	22,59	2 241 200	10,00	10
14,00	1378,13	50,14	117,99	22,62	2 094 200	10,11	10
15,00	1287,89	47,16	110,98	22,65	1 957 700	10,28	10

Tabela 7.37 - Resultados cenário 2 para a tecnologia volante de inércia, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 95,92 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	12809,01	787,06	855,44	22,61	8 108 628	1,691	11
2,00	12772,43	779,87	847,62	22,62	7 733 519	1,615	11
3,00	12474,70	748,09	813,08	22,64	7 608 387	1,659	10
4,00	11859,79	716,24	778,47	22,66	7 546 108	1,720	10
5,00	11413,20	678,58	737,53	22,69	7 508 511	1,807	10
6,00	11024,35	634,60	689,73	22,71	7 483 542	1,922	10
7,00	10452,30	596,00	647,78	22,74	7 465 461	2,045	10
8,00	9889,10	563,54	612,50	22,76	7 452 259	2,156	10
9,00	9300,74	525,62	571,28	22,79	7 441 640	2,307	10
10,00	8810,75	485,52	527,70	22,81	7 433 317	2,482	11
11,00	8384,87	459,24	499,14	22,83	7 426 716	2,621	11
12,00	7992,28	435,95	473,83	22,85	7 420 976	2,759	11
13,00	7595,85	412,66	448,51	22,86	7 416 097	2,913	11
14,00	7261,47	395,02	429,34	22,87	7 412 079	3,041	11
15,00	6889,79	373,89	406,37	22,89	7 408 348	3,210	11

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paul da Serra

Tabela 7.38 - Resultados cenário 2 para a tecnologia SMES, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 97,72 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	13986,03	884,01	925,7391	22,82	14 256 756	2,632
2,00	13690,92	892,01	934,1177	22,81	13 830 674	2,505
3,00	13470,32	848,97	889,0478	22,83	13 688 538	2,596
4,00	13097,52	798,54	836,235	22,83	13 617 796	2,741
5,00	12581,22	749,81	785,2031	22,86	13 575 090	2,906
6,00	12039,18	705,21	738,5037	22,88	13 546 728	3,081
7,00	11341,24	654,19	685,0781	22,90	13 526 190	3,315
8,00	10862,52	618,20	647,3841	22,91	13 511 194	3,502
9,00	10144,62	580,12	607,5016	22,93	13 499 132	3,728
10,00	9708,53	544,84	570,5655	22,94	13 498 678	3,965
11,00	9226,25	515,95	540,3041	22,95	13 482 180	4,184
12,00	8714,42	482,58	505,3568	22,96	13 475 660	4,471
13,00	8320,50	460,17	481,8971	22,97	13 470 118	4,686
14,00	7992,77	433,43	453,8864	22,98	13 465 554	4,972
15,00	7561,21	410,34	429,7127	22,96	13 461 316	5,250

Tabela 7.39 - Resultados cenário 2 para a tecnologia condensador, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	8995,04	517,08	646,38	22,15	2 932 908	1,580	5
2,00	8991,54	502,41	628,05	22,18	2 446 704	1,438	5
3,00	8715,59	496,17	620,25	22,19	2 284 512	1,393	5
4,00	8566,79	469,50	586,91	22,24	2 203 788	1,436	5
5,00	8169,70	453,23	566,58	22,27	2 155 056	1,465	5
6,00	7723,98	422,57	528,24	22,33	2 122 692	1,553	5
7,00	7333,92	392,21	490,29	22,39	2 099 256	1,658	5
8,00	6903,14	367,29	459,14	22,43	2 082 144	1,758	5
9,00	6540,06	347,31	434,17	22,47	2 068 380	1,849	5
10,00	6228,95	323,77	404,73	22,52	2 057 592	1,973	5
11,00	5939,95	306,38	383,00	22,52	2 049 036	2,077	5
12,00	5639,37	290,73	363,44	22,58	2 041 596	2,181	5
13,00	5348,49	271,72	339,67	22,62	2 035 272	2,326	5
14,00	5101,90	259,65	324,58	22,64	2 030 064	2,428	5
15,00	4853,39	248,62	310,79	22,66	2 025 228	2,529	5

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.40 - Resultados cenário 2 para a tecnologia células de combustível, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 59,16 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	1849,44	67,09	191,69	22,19	5 520 507	13,173	10
2,00	1884,14	67,26	192,17	22,18	2 778 421	6,626	10
3,00	1881,99	70,05	200,14	22,14	1 863 693	4,276	10
4,00	1815,42	65,01	185,76	22,21	1 408 427	3,489	10
5,00	1662,48	60,49	172,84	22,28	1 133 589	3,023	10
6,00	1611,03	59,91	165,59	22,33	951 063	2,702	10
7,00	1527,23	53,69	153,42	22,28	818 889	2,470	10
8,00	1440,38	50,33	143,80	22,42	722 381	2,329	10
9,00	1320,28	46,34	132,39	22,48	644 755	2,262	10
10,00	1285,25	43,26	123,60	22,52	583 913	2,198	10
11,00	1182,56	39,82	113,77	22,57	535 659	2,194	10
12,00	1160,50	38,88	111,10	22,58	493 699	2,074	10
13,00	1065,80	36,30	103,72	22,62	458 033	2,065	10
14,00	1044,11	35,28	100,80	22,64	428 661	1,992	10
15,00	959,99	33,12	94,62	22,67	401 387	1,990	10

Tabela 7.41 - Resultados cenário 2 para a tecnologia supercondensador, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 96,70 %

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	13326,49	821,64	878,6738	22,70	4 362 766	0,870
2,00	13108,27	804,98	860,8603	22,71	3 582 487	0,724
3,00	12711,18	796,84	852,1576	22,71	3 322 195	0,677
4,00	12314,99	753,90	806,2379	22,74	3 192 646	0,686
5,00	11933,79	709,38	758,625	22,76	3 114 439	0,710
6,00	11437,29	665,63	711,8383	22,78	3 062 500	0,743
7,00	10793,34	619,69	662,7078	22,81	3 024 889	0,788
8,00	10244,61	586,47	627,1801	22,82	2 997 427	0,824
9,00	9741,85	547,92	585,957	22,84	2 975 228	0,875
10,00	9159,08	513,14	548,7641	22,86	2 958 025	0,929
11,00	8762,79	490,68	524,7382	22,87	2 944 924	0,966
12,00	8258,21	455,85	487,4955	22,89	2 932 354	1,035
13,00	7888,51	436,03	466,2984	22,90	2 922 205	1,078
14,00	7586,90	410,18	438,6486	22,92	2 913 847	1,142
15,00	7184,88	389,32	416,3504	22,93	2 906 086	1,200

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.42 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES diabática, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 85,15%, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	6951,46	376,16	520,64	22,03	1 150 160	0,506
2,00	7029,22	378,70	524,15	22,03	627 630	0,274
3,00	6773,15	373,08	516,37	22,04	452 960	0,201
4,00	6636,99	355,43	491,94	22,09	366 160	0,171
5,00	6427,73	335,94	464,97	22,15	313 760	0,155
6,00	6049,87	317,20	439,03	22,21	278 960	0,146
7,00	5696,97	298,04	412,51	22,26	253 760	0,141
8,00	5420,49	272,07	376,57	22,34	235 360	0,143
9,00	5141,71	254,46	352,19	22,39	220 560	0,143
10,00	4843,76	240,99	333,56	22,43	208 960	0,143
11,00	4546,45	226,90	314,04	22,47	199 760	0,145
12,00	4375,46	215,46	298,22	22,50	191 760	0,147
13,00	4141,95	205,52	284,46	22,53	184 960	0,148
14,00	3964,38	196,10	271,42	22,56	179 360	0,150
15,00	3786,80	186,68	258,38	22,59	173 760	0,153

Tabela 7.43 - Resultados cenário 2 para a tecnologia CAES adiabática, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 89,44 %, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	9072,55	507,37	634,25	22,17	1 986 640	0,649
2,00	8899,71	502,95	628,73	22,18	1 071 740	0,354
3,00	8812,15	496,70	620,92	22,19	766 540	0,256
4,00	8646,81	478,50	598,17	22,22	614 640	0,214
5,00	8309,49	440,84	551,09	22,29	522 940	0,197
6,00	7812,67	417,63	522,07	22,34	462 040	0,184
7,00	7395,20	389,26	486,60	22,39	417 940	0,178
8,00	6970,25	365,83	457,31	22,44	385 740	0,175
9,00	6576,04	346,24	432,82	22,47	359 840	0,172
10,00	6304,16	323,61	404,53	22,52	339 540	0,174
11,00	5925,14	306,76	383,48	22,55	323 440	0,175
12,00	5619,28	289,02	361,29	22,58	309 440	0,177
13,00	5348,42	270,88	338,63	22,62	297 540	0,181
14,00	5047,41	259,43	324,31	22,64	287 740	0,183
15,00	4881,31	248,83	311,05	22,66	278 640	0,185

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.44 - Resultados cenário 2 para a bateria ácido chumbo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 85,15 %, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	7031,02	379,92	524,03	22,04	503 195	0,319	5
2,00	6996,17	380,81	525,26	22,03	365 960	0,242	5
3,00	6915,65	374,65	516,76	22,04	320 180	0,224	5
4,00	6673,35	359,78	496,25	22,10	297 395	0,220	5
5,00	6442,78	338,62	467,07	22,16	283 640	0,229	5
6,00	6104,24	321,57	443,55	22,21	274 505	0,232	5
7,00	5757,15	299,56	413,19	22,27	267 890	0,247	5
8,00	5522,27	276,67	381,61	22,34	263 060	0,261	5
9,00	5198,06	260,28	359,00	22,38	259 175	0,278	5
10,00	4863,83	243,77	336,24	22,43	256 130	0,295	5
11,00	4610,46	232,15	320,20	22,46	253 715	0,304	5
12,00	4389,62	220,76	304,50	22,50	251 615	0,321	5
13,00	4220,35	208,99	288,26	22,53	249 830	0,338	5
14,00	4025,20	198,31	273,53	22,56	248 360	0,352	5
15,00	3792,32	184,24	254,13	22,60	246 995	0,380	5

Tabela 7.45 - Resultados cenário 2 para a bateria ião de lítio, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 94,87 %, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	11894,29	733,06	814,48	22,51	865 887	0,299	7
2,00	11990,57	729,32	810,33	22,52	800 537	0,279	7
3,00	11531,02	699,47	777,16	22,54	778 738	0,283	7
4,00	11426,66	668,54	742,80	22,57	767 888	0,288	7
5,00	10944,01	639,53	710,56	22,59	761 338	0,297	7
6,00	10316,36	595,63	661,79	22,63	756 988	0,318	7
7,00	9829,78	552,16	613,49	22,67	753 838	0,338	7
8,00	9358,65	521,11	578,99	22,69	7 515 538	0,357	7
9,00	8834,98	489,32	543,67	22,72	749 688	0,375	7
10,00	8344,77	436,68	488,18	22,74	748 238	0,379	7
11,00	7854,55	384,04	432,69	22,76	746 788	0,383	7
12,00	7364,33	331,40	377,21	22,78	745 338	0,388	7
13,00	6874,11	278,76	321,72	22,80	743 888	0,392	7
14,00	6383,90	226,12	266,23	22,83	742 438	0,396	7
15,00	5893,68	173,48	210,74	22,85	740 988	0,400	7

Avaliação da viabilidade económica da renovação de parques de energia renovável com recurso a sistemas de armazenamento: caso de estudo do parque eólico do Paúl da Serra

Tabela 7.46 - Resultados cenário 2 para a bateria NaS, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 92,20 %, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]	Tempo de substituição [anos]
1,00	10452,15	608,46	715,76	22,32	506 463	0,346	9
2,00	10397,58	594,20	698,98	22,34	441 113	0,261	9
3,00	10283,83	588,13	691,84	22,34	419 313	0,235	9
4,00	9850,62	560,99	659,92	22,38	408 463	0,231	9
5,00	9353,56	531,41	625,13	22,42	401 913	0,233	9
6,00	8856,49	501,84	590,34	22,46	395 363	0,235	9
7,00	8359,43	472,27	555,55	22,50	388 813	0,238	9
8,00	7862,37	442,69	520,77	22,54	382 263	0,240	9
9,00	7365,30	413,12	485,98	22,58	375 713	0,242	9
10,00	6868,24	383,55	451,19	22,62	369 163	0,244	9
11,00	6371,18	353,98	416,40	22,66	362 613	0,246	9
12,00	5874,11	324,40	381,61	22,70	356 063	0,248	9
13,00	5377,05	294,83	346,83	22,74	349 513	0,251	9
14,00	4879,98	265,26	312,04	22,78	342 963	0,253	9
15,00	4382,92	235,69	277,25	22,82	336 413	0,255	9

Tabela 7.47 - Resultados cenário 2 para as baterias de fluxo, com capacidade de armazenamento 2614 kWh com eficiência de carga/descarga de 92,20 %, para 2030

E2P [h]	Retorno anual [€]	Energia Injetada Anual [MWh]	Energia anual da turbina [MWh]	FC [%]	Custo de investimento inicial [€]	LCOS (taxa=15% e TV=20 anos) [€/kWh]
1,00	7277,54	391,49	536,29	22,03	2 378 740	1,073
2,00	7052,85	389,04	532,93	22,04	1 333 140	0,600
3,00	7080,01	374,85	513,49	22,08	984 340	0,456
4,00	6964,95	366,36	501,86	22,10	810 740	0,382
5,00	6634,23	342,99	469,85	22,17	705 940	0,354
6,00	6172,35	325,05	445,27	22,17	636 340	0,344
7,00	5908,76	304,76	417,47	22,28	585 940	0,337
8,00	5579,51	281,45	385,55	22,34	549 140	0,331
9,00	5263,93	270,59	370,68	22,37	519 540	0,335
10,00	4948,34	259,74	355,80	22,40	489 940	0,340
11,00	4632,76	248,88	340,93	22,43	460 340	0,344
12,00	4317,18	238,03	326,06	22,47	430 740	0,348
13,00	4001,59	227,17	311,19	22,50	401 140	0,353
14,00	3686,01	216,31	296,32	22,53	371 540	0,357
15,00	3370,43	205,46	281,45	22,56	341 940	0,361

